« NOUS SOMMES DÉTERMINÉS
À RÉALISER LA **VALEUR** DU PORTEFEUILLE DE
PETRO-CANADA ET À VOIR LE COURS
DE NOS ACTIONS EXPRIMER CETTE VALEUR. »

RON BRENNEMAN, PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION, MARS 2000

PETRO-CANADA

POINTS SAILLANTS

(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	**2000**	1999	1998
RÉSULTATS FINANCIERS			
Bénéfice d'exploitation (en 2000 et en 1998, avant les frais de restructuration)	**860**	236	130
Bénéfice net	**893**	233	95
Flux de trésorerie	**1 870**	964	830
Par action (en dollars)			
Bénéfice d'exploitation (en 2000 et en 1998, avant les frais de restructuration)	**3,16**	0,87	0,48
Bénéfice net — de base	**3,28**	0,86	0,35
Bénéfice net — dilué	**3,22**	0,86	0,35
Flux de trésorerie	**6,87**	3,55	3,06
Dividendes	**0,40**	0,34	0,32
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 203**	1 021	1 116
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**16,6**	5,6	3,0
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 2000 et en 1998, avant les frais de restructuration)	**16,0**	5,6	3,6
Rendement en flux de trésorerie du capital utilisé (en pourcentage)	**33,2**	18,6	16,3
Dette	**1 774**	1 711	1 829
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**27,9**	29,5	31,7
Ratio de la dette aux flux de trésorerie (fois)	**0,9**	1,8	2,2
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nette avant redevances (en milliers de barils par jour)	**89,2**	95,3	101,1
Production de gaz naturel, nette avant redevances, à l'exclusion des produits d'injection (en millions de pieds cubes par jour)	**738**	719	722
Réserves prouvées de pétrole et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, nettes avant redevances (en millions de barils)	**414**	476	476
Réserves prouvées de gaz naturel, nettes avant redevances (en billions de pieds cubes)	**2,3**	2,5	2,5
Ventes de produits pétroliers raffinés (en milliers de mètres cubes par jour)	**55,4**	51,2	49,1
Utilisation de la capacité de traitement de brut des raffineries (en pourcentage)	**101**	100	95

TABLE DES MATIÈRES

2 **COUP D'ŒIL SUR LES ACTIVITÉS PRINCIPALES**

4 **À NOS ACTIONNAIRES**

7 **ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION**

26 **ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ET NOTES**

43 **RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

45 **DONNÉES FINANCIÈRES ET INFORMATION BOURSIÈRE TRIMESTRIELLES**

46 **SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES**

48 **ÉQUIPE DE LEADERSHIP DE LA HAUTE DIRECTION ET CONSEIL D'ADMINISTRATION**

(Troisième de couverture)
RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS ET GLOSSAIRE

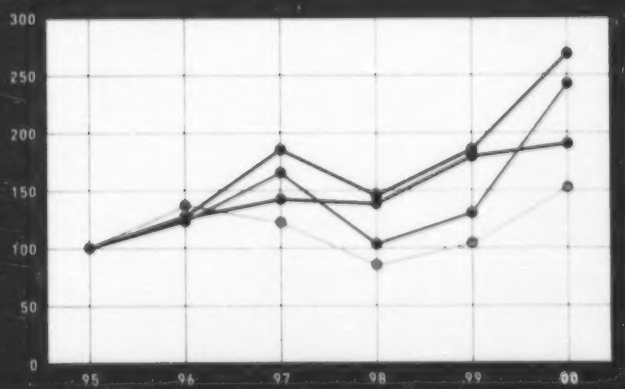
101-03278/

NOUS AVONS NOTRE STRATÉGIE SUR LES MEILLEURS ÉLÉMENTS D'ACTIF DE NOS QUATRE SECTEURS D'ACTIVITÉ PRINCIPAUX ET SUR LES MEILLEURES OCCASIONS DE NOTRE PORTEFEUILLE DE CROISSANCE.

NOUS FAISONS PREUVE DE DANS LA RÉPARTITION DES CAPITAUX ET LA GESTION DES FACTEURS CONTRÔLABLES, ET COMPTONS ATTEINDRE UN RENDEMENT DU PREMIER QUARTILE DANS CHACUN DE NOS SECTEURS D'ACTIVITÉ.

NOUS MISERONS SUR NOTRE FINANCIÈRE ET ORGANISATIONNELLE POUR METTRE NOS PLANS À EXÉCUTION.

ÉVOLUTION DU COURS DES ACTIONS SUR CINQ ANS



SECTEUR EXTRACÔTIER DE LA CÔTE EST

Description des activités
- Exploration, mise en valeur, production et commercialisation reliées au pétrole au large de Terre-Neuve
- Participation de 20 % dans le champ pétrolifère producteur Hibernia
- Exploitant du projet de mise en valeur du champ pétrolifère Terra Nova avec une participation de 34 %
- Participations dans d'autres zones d'exploration et de découverte importantes
- Exploration de nouvelles zones gazières au large de la Nouvelle-Écosse

Stratégies
- Accroître la production de pétrole léger au large de Terre-Neuve, en tirant parti de l'expérience acquise dans le cadre de la mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia
- Mener des travaux d'exploration dans des zones pétrolières et gazières à potentiel élevé

Réalisations en 2000
- Augmentation de 45 % — soit à 28 900 barils par jour — de la quote-part de Petro-Canada de la production d'Hibernia
- Mise en valeur continue d'Hibernia, y compris le forage réussi des deux premiers puits dans la formation Avalon
- Livraison sans incident du navire de production de Terra Nova à Bull Arm, à Terre-Neuve
- Avancement des projets White Rose et Hebron/Ben Nevis
- Acquisition de nouveaux périmètres d'exploration pour la cinquième année consécutive
- Réalisation d'une campagne sismique tridimensionnelle sur 4 200 kilomètres carrés dans le bassin Flemish Pass et sur 2 000 kilomètres carrés dans la plate-forme Scotian

Plans pour 2001
- Maintenir des niveaux de production élevés à Hibernia et poursuivre le forage dans les formations Hibernia et Avalon
- Achever les travaux préparatoires et entreprendre la production à Terre Nova
- Évaluer les données sismiques obtenues dans le bassin Flemish Pass et mobiliser un appareil en vue du forage d'un premier puits dès 2002
- Déposer une demande de mise en valeur et achever les études de conception technique préliminaires pour la mise en valeur éventuelle de White Rose
- Évaluer les données sismiques recueillies dans la plate-forme Scotian et mobiliser un appareil en vue du forage d'un premier puits dès 2002

GAZ NATUREL

Description des activités
- Exploration, production et commercialisation reliées au gaz naturel et aux liquides associés
- Un des plus importants producteurs dans l'Ouest du Canada
- Exploration dans les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le delta du Mackenzie

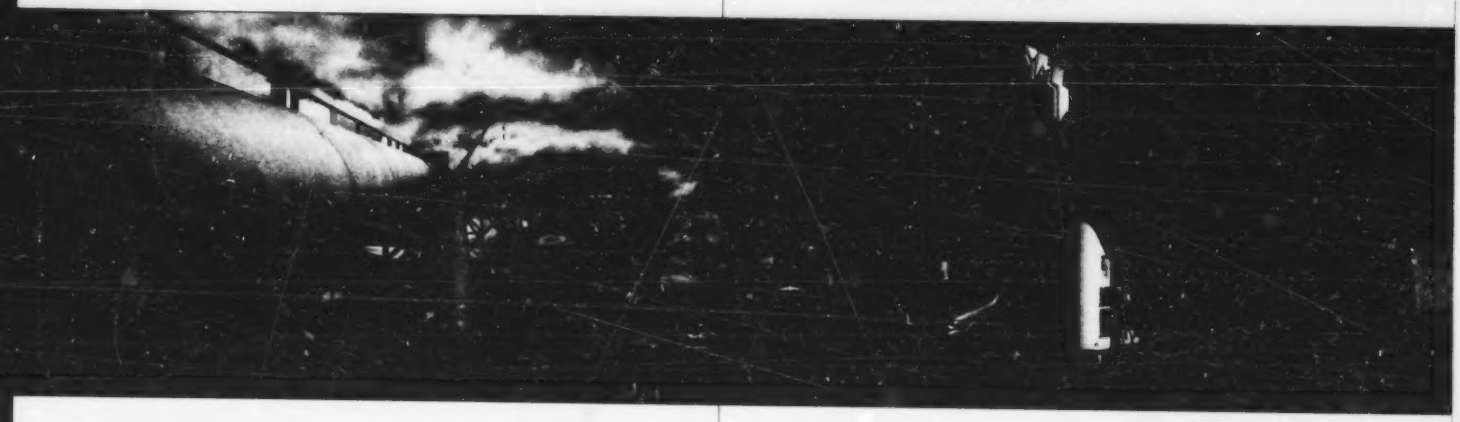
Stratégies
- Maximiser la rentabilité dans l'Ouest du Canada grâce à des activités d'exploration et de mise en valeur concentrées dans nos zones principales — les avant-monts de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta
- Mener des travaux d'exploration à potentiel élevé dans le delta du Mackenzie

Réalisations en 2000
- Accroissement de la production quotidienne de 719 à 738 millions de pieds cubes en dépit de la vente de propriétés productrices secondaires; production quotidienne de 11 000 barils de liquides de gaz naturel
- Ajout de 301 milliards de pieds cubes de réserves prouvées grâce au forage, ce qui a permis de remplacer 111 % de la production de 2000
- Frais de découverte et de mise en valeur de 1,12 $ le millier de pieds cubes équivalent gaz
- Succès continu des activités d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta
- Achèvement du programme de cession des propriétés secondaires
- Accroissement des participations à 590 000 acres nets dans le delta du Mackenzie, réalisation d'une campagne sismique et mobilisation d'un appareil pour le forage d'un premier puits au début de 2001

Plans pour 2001
- Forer activement dans les avant-monts de l'Alberta, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que dans le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta
- Forer un premier puits d'exploration et effectuer d'autres tirs sismiques dans le delta du Mackenzie

PETRO-CANADA EST UNE IMPORTANTE SOCIÉTÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE ET UN CHEF DE FILE DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE CANADIENNE. NOTRE STRATÉGIE EST FOCALISÉE SUR QUATRE SECTEURS D'ACTIVITÉ PRINCIPAUX.

SABLES PÉTROLIFÈRES



Description des activités

- Mise en valeur en plusieurs phases des importantes propriétés de sables pétrolifères du nord de l'Alberta
- Participation directe de 12 % dans les activités d'extraction de sables pétrolifères de Syncrude à Fort McMurray, en Alberta
- Participation directe de 100 % dans le projet d'exploitation de sables pétrolifères *in situ* de MacKay River
- Participations dans plus de 200 000 acres nets de concessions de sables pétrolifères *in situ* prometteuses

Stratégies

- Porter notre quote-part de la production de Syncrude à plus de 50 000 barils par jour d'ici la fin de 2007 grâce à un agrandissement en plusieurs phases
- Poursuivre la mise en valeur des sables pétrolifères *in situ* et évaluer la possibilité d'une intégration éventuelle à notre raffinerie d'Edmonton

Réalisations en 2000

- Achèvement de la deuxième phase de l'agrandissement de Syncrude, y compris le démarrage du train 1 de la mine Aurora et l'achèvement du projet de déblocage
- Début de la construction des installations de production pour le projet *in situ* de 30 000 barils par jour à MacKay River
- Obtention d'une quote-part moyenne de la production de Syncrude de 24 300 barils par jour pour Petro-Canada

Plans pour 2001

- Participer à la phase 3 de l'agrandissement de Syncrude
- Poursuivre la construction des installations de production à MacKay River en vue d'un démarrage vers la fin de 2002
- Évaluer des propriétés éventuelles pour le prochain projet de mise en valeur *in situ*
- Entreprendre des consultations avec les parties intéressées au sujet de futurs projets de mise en valeur *in situ* et d'une éventuelle conversion de la raffinerie d'Edmonton

SECTEUR D'AVAL

Description des activités

- Transformation du pétrole brut en produits raffinés dont l'essence, le carburant diesel, le carburéacteur et le bitume
- Exploitation de trois raffineries nous appartenant au Canada, lesquelles représentent 18 % de la capacité de raffinage totale du Canada
- Commercialisation de produits pétroliers raffinés et de services par l'entremise d'un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros
- Deuxième distributeur de produits pétroliers raffinés au Canada avec une part du marché de 17 %
- Fabrication et commercialisation de lubrifiants spéciaux de grande qualité

Stratégies

- Afin de générer des rendements et une croissance supérieurs, mettre l'accent sur l'obtention de résultats du premier quartile sur le plan des coûts, exploiter nos forces dans les marchés à créneaux, être la marque de choix des consommateurs canadiens pour l'essence et maximiser les ventes de lubrifiants spéciaux à marge élevée

Réalisations en 2000

- Augmentation de 3 % de la quantité de brut traitée, à 50 300 mètres cubes par jour, ce qui se traduit par une utilisation de 101 % de la capacité de traitement de brut des raffineries
- Maintien d'un taux de fiabilité élevé — supérieur à 90 % — des unités de conversion à nos trois raffineries et à notre usine de lubrifiants
- Obtention d'un débit par établissement de ventes au détail de 3,7 millions de litres
- Augmentation de 10 % des ventes de lubrifiants à marge élevée

Plans pour 2001

- Maintenir la fiabilité et l'utilisation des raffineries à des niveaux élevés
- Entreprendre les modifications nécessaires dans les raffineries pour répondre à la future réglementation environnementale en matière de carburants
- Accélérer la mise en œuvre d'établissements de ventes au détail conformes à la nouvelle image
- Accroître les débits de carburant par établissement et les ventes de produits et de services non pétroliers
- Accroître davantage les ventes de lubrifiants dans les marchés à marges plus élevées des produits industriels, écologiques et de qualité alimentaire

À NOS ACTIONNAIRES

Petro-Canada a tiré parti d'une conjoncture économique exceptionnelle en 2000 et obtenu ses meilleurs résultats financiers à ce jour. Dans le contexte des prix forts qu'a rapportés notre production de pétrole brut et de gaz naturel et de l'amélioration des marges de raffinage, nous avons maximisé les volumes de production tout en réduisant les coûts continus dans l'ensemble de l'entreprise.

Les conditions économiques favorables, combinées à notre réaction à cet environnement et aux retombées précoces de nos mesures d'amélioration du rendement, nous ont permis de réaliser un bénéfice net record de 893 millions $ (3,28 $ par action), comparativement à 233 millions $ en 1999.

Au cours de 2000, nous avons établi un plan de jeu clair visant l'amélioration du rendement et la croissance en fonction d'une focalisation stratégique poussée, d'une exécution disciplinée et d'une forte capacité financière et organisationnelle. La mise en œuvre de ce plan de jeu est maintenant bien amorcée.

En vue d'améliorer le rendement global de l'entreprise, nous avons évalué chacun de nos éléments d'actif importants pour nous assurer de sa capacité de générer des rendements équivalant au coût du capital. Par suite de cet examen, nous avons cédé un certain nombre de propriétés pétrolières et gazières secondaires et notre unité des liquides de gaz naturel. Nous avons élaboré des plans d'affaires relativement à d'autres éléments d'actif pour nous assurer qu'ils peuvent répondre à cette norme de rendement. Nous avons aussi fait des progrès importants sur le plan de la réduction des frais d'administration et des frais indirects et pris des mesures en vue d'atteindre des frais d'exploitation du premier quartile à toutes nos installations principales.

En 2000, nous avons restructuré notre Secteur d'aval selon une structure fonctionnelle afin de réaliser des gains d'efficience et de disposer d'une assise solide pour l'amélioration du rendement. Nous avons porté la fiabilité des raffineries à plus de 90 % par rapport à un niveau inférieur à 80 % l'an dernier. Nous avons aussi accru les éléments à marge élevée dans la composition de nos ventes de lubrifiants, ce qui constitue un élément clé de notre plan pour réussir dans le secteur des lubrifiants.

Nous continuons d'examiner de façon critique les coûts reliés à tous les aspects de notre entreprise. Le format du présent rapport annuel est un des résultats de cet examen. En nous concentrant sur une présentation complète et claire de l'information tout en éliminant certains éléments coûteux, nous avons raccourci le rapport et réduit les coûts de moitié. Nous mettons à votre disposition des photos et des textes descriptifs de façon plus économique sur notre site Web, que je vous invite à visiter à l'adresse www.petro-canada.ca

En 2001, nous continuerons d'appliquer notre plan stratégique qui vise la réalisation du plein potentiel de nos quatre secteurs d'activité principaux — le secteur extracôtier de la côte Est, les sables pétrolifères, le gaz naturel et le Secteur d'aval — tout en poursuivant avec dynamisme nos meilleures occasions de création de valeur.

Durant les premières années de la présente décennie, notre croissance proviendra surtout de ressources déjà découvertes, notamment celles de la côte Est et les sables pétrolifères de l'Alberta.

Le champ pétrolifère extracôtier Terra Nova sera mis en production vers la fin de 2001 et atteindra son taux de production de pointe au début de l'an prochain. Une demande de mise en valeur du champ pétrolifère White Rose a été déposée afin de jeter les bases de son évaluation économique et technique, et nous continuons d'évaluer le champ Hebron/Ben Nevis en vue d'établir le plan de mise en valeur le plus économique.

Cette année, nous avons entrepris la mise en valeur de nos importantes concessions de sables pétrolifères avec la mise en chantier de notre première installation de production *in situ*. Selon nos prévisions, le gisement de MacKay River devrait rapporter à Petro-Canada une production de 30 000 barils par jour sur une période de 25 ans. Nous évaluons cet hiver des propriétés éventuelles pour le prochain projet de mise en valeur et nous analysons également les avantages économiques d'une éventuelle intégration de l'exploitation des sables pétrolifères aux activités de notre raffinerie du premier quartile à Edmonton.

Dans une perspective à plus long terme, nous positionnons Petro-Canada pour des projets de croissance éventuels prévus pour plus tard au cours de la décennie, en constituant des positions foncières dans des zones en eau plus profonde au large de la côte Est de même que dans le delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. Nous avons entrepris l'exploration au moyen de campagnes sismiques dans la région riche en pétrole de la Flemish Pass, au large de Terre-Neuve, et dans la région riche en gaz de la plate-forme Scotian, au large de la Nouvelle-Écosse. Dans le delta du Mackenzie, nous avons déterminé plusieurs zones d'intérêt grâce à des tirs sismiques effectués à l'hiver 1999-2000, et mobilisé un nouvel appareil de classe arctique pour démarrer le forage en février 2001 du premier puits dans le delta depuis une décennie.

Au cours de ma première année à titre de président et chef de la direction, j'ai profité de l'appui extraordinaire des employés de Petro-Canada. Nos employés ont relevé avec énergie le défi d'améliorer le rendement global. Compte tenu de leur engagement et de leur professionnalisme, j'ai bon espoir que nous atteindrons notre objectif de réaliser le plein potentiel des éléments d'actif de la Société. Il est en outre satisfaisant de constater que le marché a répondu favorablement à nos plans de croissance et d'amélioration du rendement.

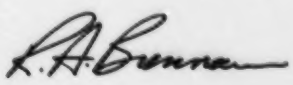
Étant donné que la conjoncture économique favorable se maintient depuis le début de 2001 et que nos initiatives d'amélioration du rendement s'intensifient, nous prévoyons un autre exercice réussi en 2001. Nous comptons investir 1,5 milliard $ pour renforcer nos activités de base et faire progresser nos occasions de croissance.

En novembre, nous avons lancé une offre de rachat dans le cours normal des activités en vertu de laquelle Petro-Canada peut racheter et annuler jusqu'à 22 millions d'actions, soit près de 10 % de ses actions détenues par le public. Grâce à nos flux de trésorerie exceptionnels et au produit de la vente d'éléments d'actif, nous disposons de plus de liquidités qu'il nous en faut pour financer notre ambitieux programme de dépenses en immobilisations et nos autres besoins, et nous considérons le rachat comme une bonne façon d'accroître la valeur du placement des actionnaires.

J'aimerais remercier Jim Stanford pour son travail en qualité de membre du Conseil d'administration de 1990 à 2000. Jim a rempli les fonctions de président du Conseil d'administration de janvier à mai 2000, dans le but d'assurer une transition en douceur après avoir quitté son poste de président et chef de la direction. Nous sommes heureux d'avoir comme nouveau président de notre Conseil d'administration Brian MacNeill, qui est membre du Conseil depuis 1995 et possède une grande expérience, dont dix années à titre de chef de la direction d'Enbridge Inc. De plus, Bob McCaskill prendra sa retraite et quittera son poste de vice-président principal à la fin de mars 2001. Nous le remercions de ses 23 années de service.

Je suis très enthousiaste au sujet de l'avenir de Petro-Canada. Nous avons accompli beaucoup de choses en 2000, mais nous avons encore un grand potentiel à réaliser. Nous pouvons compter sur d'excellents éléments d'actif, des occasions de croissance prometteuses, une situation financière solide et un personnel compétent et dévoué. En nous appuyant sur une focalisation renouvelée et une exécution disciplinée, nous pouvons travailler avec diligence à créer une valeur supérieure pour nos actionnaires.

Le président et chef de la direction,



Ron Brenneman

7 RÉSULTATS D'EXPLOITATION
7 SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS
8 CONJONCTURE ÉCONOMIQUE
11 SECTEUR D'AMONT
11 REVUE ET PERSPECTIVES DU SECTEUR D'AMONT
16 SECTEUR D'AVAL
17 REVUE ET PERSPECTIVES DU SECTEUR D'AVAL
19 SERVICES PARTAGÉS

19 LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT
19 ACTIVITÉS D'EXPLOITATION
20 ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT
21 ACTIVITÉS DE FINANCEMENT ET DIVIDENDES

22 GESTION DES RISQUES

22 RESPONSABILITÉ À TITRE DE SOCIÉTÉ
23 ENVIRONNEMENT, SANTÉ ET PRÉVENTION
24 INVESTISSEMENT DANS LA COLLECTIVITÉ

25 RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS
25 COMITÉ DE VÉRIFICATION, DES FINANCES ET DE GESTION DES RISQUES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
25 RAPPORT DES VÉRIFICATEURS
26 ÉTATS FINANCIERS

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

L'analyse par la direction devrait être lue conjointement avec les états financiers et les notes y afférentes inclus dans ce rapport. Les graphiques qui accompagnent le texte définissent nos « générateurs de valeur », paramètres clés de mesure du rendement de chacun de nos secteurs d'activité.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Sommaire des résultats financiers

Tirant parti d'une conjoncture exceptionnelle, Petro-Canada a réalisé un bénéfice record en 2000. Dans le Secteur d'amont, les points saillants ont été les forts volumes de pétrole et de gaz et les excellents résultats au chapitre des frais de découverte et de mise en valeur, en dépit d'une hausse des coûts dans l'industrie. L'achèvement d'un programme de cession d'éléments d'actif secondaires nous a permis de focaliser davantage notre attention sur des occasions d'affaires plus rentables. Dans le Secteur d'aval, une utilisation et une fiabilité élevées des raffineries nous ont permis de maximiser les volumes de production et de tirer parti des marges de raffinage élevées. Nous avons aussi commencé à récolter les fruits d'une restructuration d'entreprise et d'un examen critique de nos dépenses actuelles, même si nous prévoyons que la plus grande partie des gains reliés à ces réductions de coûts se matérialiseront au cours des prochaines années.

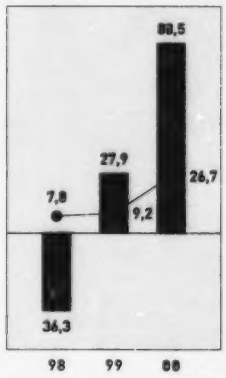
Résultats financiers consolidés (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2000	1999	1998
Bénéfice d'exploitation avant les frais de restructuration	**860**	236	130
Frais de restructuration	**(38)**	—	(42)
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**71**	(3)	7
Bénéfice net	**893**	233	95
Bénéfice par action (en dollars) — de base	**3,28**	0,86	0,35
— dilué	**3,22**	0,86	0,35
Flux de trésorerie[1]	**1 870**	964	830
Flux de trésorerie par action (en dollars)	**6,87**	3,55	3,06
Capital utilisé moyen	**5 884**	5 630	5 536
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**16,6**	5,6	3,0
Rendement d'exploitation du capital utilisé avant les frais de restructuration (en pourcentage)	**16,0**	5,6	3,6
Rendement des capitaux propres (en pourcentage)	**21,0**	5,8	2,4
Dette	**1 774**	1 711	1 829
Encaisse et placements à court terme	**1 415**	206	431

1 Avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

VALEUR DU PLACEMENT DES ACTIONNAIRES

La valeur du placement des actionnaires a augmenté de 88,5 % grâce à l'appréciation sur le marché et aux dividendes plus élevés.



■ Rendement sur un an *(en pourcentage)*

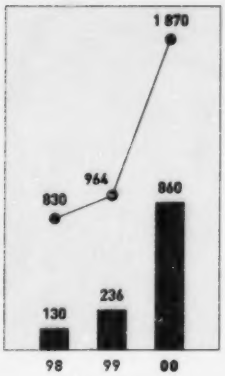
● Rendement moyen sur trois ans *(en pourcentage)*

– La valeur du placement des actionnaires correspond à la variation du cours des actions de Petro-Canada majorée des dividendes.

Cette analyse par la direction contient des déclarations de nature prospective, y compris, sans s'y limiter, des références aux dépenses en immobilisations et aux autres dépenses futures (y compris le montant, la nature et les sources du financement de celles-ci), aux niveaux de la production de pétrole et de gaz et aux sources de la croissance de celle-ci, aux taux des impôts, des taxes et des redevances, aux prix du pétrole et du gaz, au taux de change du dollar canadien, aux taux d'intérêt, aux marges de raffinage et de commercialisation, à la demande de produits pétroliers raffinés, à la construction et à l'agrandissement prévus d'installations, aux débits des établissements de ventes au détail, aux frais de démarrage et aux frais d'exploitation, aux réserves prouvées et probables, à la capacité d'exportation de gaz naturel, aux résultats des activités d'exploration et de mise en valeur, à l'acquisition et à la cession de propriétés pétrolières et gazières, et aux dates d'ici lesquelles certaines zones seront mises en valeur ou en production. Ces déclarations de nature prospective sont soumises à des risques et à des incertitudes ainsi qu'à d'autres facteurs connus et inconnus qui pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de telles déclarations. Ces facteurs comprennent, sans s'y limiter : les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires; la capacité de l'industrie; les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés; les fluctuations des prix du pétrole et du gaz; les marges de raffinage et de commercialisation; la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés; les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes; la fluctuation des taux de change; la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements; les mesures prises par les autorités gouvernementales, y compris les hausses d'impôt; les modifications apportées aux règlements environnementaux ou autres; les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières; et d'autres facteurs, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de Petro-Canada.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION ET FLUX DE TRÉSORERIE

De nouveaux records ont été établis au chapitre des flux de trésorerie et du bénéfice d'exploitation.



■ Bénéfice d'exploitation *(en millions $)*

● Flux de trésorerie *(en millions $)*

– Le bénéfice de 1998 et de 2000 ne tient pas compte des frais de restructuration.

Comparaison entre 2000 et 1999

Les prix accrus des marchandises, combinés aux marges de raffinage améliorées et à de très bons résultats sur le plan des volumes, ont fait grimper le bénéfice net à un niveau record de 893 millions $, en hausse de 283 % par rapport à 233 millions $ en 1999. Les flux de trésorerie ont presque doublé, passant à un niveau record de 1 870 millions $. Traduisant l'augmentation marquée du bénéfice, le rendement du capital utilisé est passé à 16,6 %, comparativement à 5,6 % en 1999. Le bénéfice de 2000 tient compte de frais de restructuration après impôts de 38 millions $ et d'un gain net après impôts de 71 millions $ à la vente de l'unité des liquides de gaz naturel, de propriétés pétrolières et gazières secondaires, y compris des participations en Norvège, et d'autres éléments d'actif. Les frais de restructuration découlent d'un réalignement des activités du Secteur d'aval selon une structure fonctionnelle, de même que de réductions de personnel au sein des Services partagés et du Secteur d'amont.

Avec effet le 1er janvier 2000, Petro-Canada a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) relatives à la comptabilisation des impôts sur le bénéfice. Cette mesure a donné lieu à une réduction des impôts sur le bénéfice et à une augmentation du bénéfice net de 30 millions $ en 2000, ce qui a eu pour effet de réduire le taux d'imposition effectif de Petro-Canada à 39,1 %, comparativement à 44,8 % en 1999. Étant donné que la modification de convention comptable a été adoptée rétroactivement, les bénéfices non répartis au 1er janvier 2000 ont été réduits de 175 millions $ et le passif d'impôts futurs a été augmenté du même montant. De plus, une recommandation de l'ICCA relative à la comptabilisation des avantages sociaux futurs des employés a été adoptée prospectivement, occasionnant une réduction de 3 millions $ du bénéfice net en 2000.

Le bénéfice d'exploitation avant les frais de restructuration s'est élevé à 860 millions $ en 2000, par rapport à 236 millions $ en 1999. Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont est passé de 243 millions $ à 704 millions $, surtout en raison des prix accrus du pétrole et du gaz. Les volumes de production soutenus, s'expliquant surtout par les accroissements de volume à Hibernia et dans le secteur du gaz naturel, ont aussi contribué à l'amélioration des résultats. Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'aval a augmenté de 158 millions $ pour atteindre 273 millions $, porté par les marges de raffinage accrues et les écarts de prix plus importants entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd. Les charges nettes des Services partagés ont diminué, passant de 122 millions $ à 117 millions $.

Information financière trimestrielle

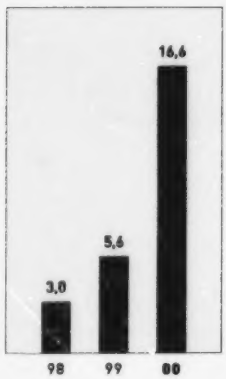
(Voir le sommaire des résultats financiers trimestriels de 1999 et de 2000 à la page 45 du Rapport annuel 2000.)

Au quatrième trimestre de 2000, le bénéfice d'exploitation avant les frais de restructuration de 5 millions $ a été de 287 millions $, en hausse par rapport à 74 millions $ au cours de la même période en 1999. Les flux de trésorerie se sont élevés à 684 millions $, comparativement à 315 millions $ un an auparavant. Petro-Canada a enregistré un gain après impôts de 104 millions $ à la cession d'éléments d'actif, comparativement à une perte de 8 millions $ au quatrième trimestre de 1999.

Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont au quatrième trimestre de 2000 s'est chiffré à 244 millions $, ce qui constitue un bond considérable par rapport à 98 millions $ au cours de la même période en 1999, surtout en raison des prix accrus du pétrole et du gaz. Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'aval au quatrième trimestre s'est élevé à 66 millions $, en hausse par rapport à 9 millions $ en 1999, en raison des marges de raffinage accrues et des écarts de prix plus importants entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd. Les marges dans les segments de la commercialisation et des lubrifiants sont demeurées déprimées, surtout en raison du coût élevé des charges d'alimentation.

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ

Le bénéfice plus élevé a entraîné une forte amélioration du rendement du capital utilisé.



■ Rendement du capital utilisé *(en pourcentage)*

Conjoncture économique

Les résultats financiers de Petro-Canada sont largement influencés par les prix du pétrole brut et du gaz naturel, les marges sur les produits raffinés, les écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain et la demande de gaz naturel et de produits pétroliers raffinés.

Conjoncture économique en 2000

Le prix du pétrole brut a atteint des sommets exceptionnels en 2000. À la bourse New York Mercantile Exchange (NYMEX), le prix du pétrole de référence West Texas Intermediate (WTI) a été en moyenne de 30,20 $ US/baril, en hausse de 56 % par rapport au prix moyen de 19,30 $ US/baril en 1999. À la fin de 2000, le prix du WTI se situait à 26,80 $ US/baril. L'escalade des prix a commencé au début de 1999, après que l'OPEP a réussi à limiter la production en vue d'éliminer l'offre excédentaire de pétrole brut sur les marchés mondiaux. En 2000, les prix ont continué de se raffermir en réaction à une hausse de la demande mondiale reliée principalement à la reprise économique en Asie. L'incidence de la hausse des prix internationaux du pétrole brut sur les prix du brut au Canada a été amplifiée par la faiblesse continue du dollar canadien par rapport à la devise américaine. Le taux de change du dollar canadien a été en moyenne de 67,40 ¢ US, soit environ au même niveau qu'en 1999. Les prix affichés de Petro-Canada pour le pétrole brut de référence Edmonton Light se sont élevés en moyenne à 44,75 $/baril au cours de 2000, en hausse de près de 62 % par rapport à 1999.

Les prix du gaz naturel partout en Amérique du Nord ont augmenté de façon encore plus marquée que les prix du pétrole brut. Sous l'effet de la demande accrue et des incertitudes au sujet de l'offre à court terme, le prix NYMEX moyen pour le gaz naturel au centre Henry en Louisiane s'est accru de 72 % pour atteindre 3,91 $ US le million de BTU (British Thermal Unit), en hausse par rapport à 2,27 $ US en 1999. Par suite de l'assaut précoce de conditions hivernales très froides dans les principaux marchés de consommation, le prix au centre Henry a atteint un niveau record de 9,98 $ US le million de BTU le 27 décembre. L'écart de prix entre le centre Henry et le centre AECO-C, qui était en moyenne de 0,28 $ US le million de BTU en 1999, a grimpé à 0,54 $ US en 2000. Depuis la mise en service du gazoduc Alliance le 1er décembre 2000, les producteurs de l'Ouest du Canada bénéficient d'un accès amélioré aux marchés américains du gaz. Avec une capacité de débit de 1,3 milliard de pi^3/j, ce nouveau gazoduc entre l'Alberta et Chicago améliore considérablement la compétitivité des approvisionnements canadiens sur le réseau de gaz naturel américain. Traduisant ce changement, le prix moyen du gaz naturel au centre AECO-C en Alberta est passé à 5,24 $ le millier de pi^3, en hausse de 69 % par rapport à 3,09 $ en 1999.

Les principaux facteurs influant sur les résultats financiers du Secteur d'aval sont le niveau et la volatilité des prix du pétrole brut, les marges de raffinage de l'industrie, les variations des écarts de prix du pétrole brut, la demande de produits raffinés et le niveau de concurrence sur le marché. En 2000, l'industrie a grandement profité des marges de raffinage élevées et des écarts de prix importants entre le pétrole léger et le pétrole lourd. La marge de craquage 3-2-1 au port de New York, indicateur repère de la marge dont disposent les raffineurs, s'est élevée en moyenne à 5,53 $ US/baril, en hausse de 120 % comparativement à une moyenne de 2,51 $ US/baril en 1999. L'écart de prix entre les pétroles bruts de référence North Sea Brent (léger) et Mexican Maya (lourd) est passé à 5,40 $ US/baril comparativement à une moyenne de 3,44 $ US/baril en 1999. Selon les prix affichés de Petro-Canada, l'écart moyen entre les prix du Edmonton Light (léger) et du Bow River (lourd) est passé à 10,88 $/baril, en hausse de 152 % par rapport à 4,32 $/baril en 1999. Un autre facteur ayant eu un effet positif sur les résultats du Secteur d'aval en 2000 a été l'accroissement de l'écart de prix entre le WTI et le North Sea Brent moins coûteux, qui est passé d'une moyenne de 1,37 $ US/baril en 1999 à 1,81 $ US/baril.

Les ventes de produits pétroliers raffinés canadiens ont augmenté de 1,8 % en 2000, comparativement à 1,0 % en 1999. La croissance en 2000 est surtout attribuable aux ventes de distillats, les ventes au détail d'essence étant demeurées stables.

Perspectives relatives à la conjoncture économique en 2001

Les prix des marchandises énergétiques sont influencés par l'évolution de l'offre et de la demande, les conditions météorologiques, les événements politiques et le niveau des stocks dans l'industrie. En 2001, Petro-Canada prévoit que les prix du pétrole demeureront volatils et incertains, l'OPEP continuant d'exercer un contrôle considérable sur l'offre mondiale. Toutefois, si l'OPEP assouplissait sa position ou que la demande mondiale de pétrole s'affaiblissait, les prix internationaux du pétrole pourraient se replier rapidement.

La hausse rapide des prix du gaz naturel que nous avons connue en 2000 pourrait également ralentir en 2001, si l'affaiblissement de la demande se poursuit par suite d'un recul continu de l'économie nord-américaine. Réagissant à la perspective à long terme d'une forte croissance de la demande, l'industrie consacre de plus en plus d'efforts à assurer d'importantes sources d'approvisionnement additionnelles. Au Canada, l'industrie met surtout l'accent sur des régions gazières prouvées telles que le delta du Mackenzie et la plate-forme Scotian. Les prix à la hausse du gaz naturel et les progrès de la technologie d'exploitation et de mise en valeur ont considérablement amélioré les aspects économiques de l'exploration et de la mise en valeur dans ces régions. Cependant, la réussite dans ces régions éloignées dépendra de la découverte des réserves minimales requises pour justifier l'installation de l'infrastructure élaborée et coûteuse nécessaire au transport des nouveaux approvisionnements vers les marchés.

Étant donné le ralentissement de l'économie que l'on observe partout en Amérique du Nord, nous nous attendons à une croissance faible ou nulle des ventes intérieures de produits raffinés en 2001. Les marges sur ces produits dépendront du mouvement des prix du pétrole brut au cours de l'année, du niveau des stocks de produits raffinés et de la concurrence sur le marché.

Sensibilité aux facteurs économiques

Le tableau suivant illustre l'incidence estimative après impôts que la variation de certains facteurs aurait eue sur le bénéfice net de Petro-Canada en 2000. Nous fondons ces calculs sur la conjoncture économique et les volumes de production et de vente de 2000.

Sensibilité du bénéfice net à différents facteurs économiques

Facteur	Moyenne de 2000	Variation (+/-)	Variation (+/-) approximative du bénéfice net[1] (en millions de dollars canadiens)
Secteur d'amont			
Prix du pétrole brut de référence WTI	30,20 $ US/baril	1,00 $ US/baril	21
Prix obtenu pour le gaz naturel	4,75 $/millier pi^3	0,10 $/millier pi^3	12
Production de pétrole brut et de liquides	89 200 barils/jour	1 000 barils/jour	3
Production de gaz naturel disponible pour la vente	738 millions pi^3/jour	10 millions pi^3/jour	2
Secteur d'aval			
Marge du Secteur d'aval[2]	5,6 cents/litre	0,1 cent/litre	12
Écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd[3]	10,88 $/baril	1,00 $/baril	14
Société			
Taux de change du dollar canadien ($ US par $ CA)[4]	0,6740 $ US	0,01 $ US	(6)

1 L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs. L'application de ces facteurs ne mène pas nécessairement à une prévision exacte des résultats d'exploitation futurs. Nous pouvons prendre à l'occasion certaines mesures de gestion des risques susceptibles d'avoir des effets sur ces facteurs.

2 Produits moins coût des marchandises vendues.

3 Écart entre les prix des pétroles bruts de référence Edmonton Light (léger) et Bow River (lourd).

4 Un redressement du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice de Petro-Canada.

Secteur d'amont

Résultats financiers du Secteur d'amont (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2000	1999	1998
Bénéfice d'exploitation	**704**	243	29
Gain à la vente d'éléments d'actif	**72**	6	30
Bénéfice net	**776**	249	59
Flux de trésorerie	**1 538**	985	516
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage)	**22,4**	7,1	0,9
Rendement en flux de trésorerie du capital utilisé (en pourcentage)	**48,9**	25,9	15,7
Capital utilisé moyen	**3 146**	3 416	3 288

Comparaison entre 2000 et 1999

Le bénéfice d'exploitation du Secteur d'amont a atteint le niveau record de 704 millions $ en 2000, en hausse de 190 % par rapport à 1999. Les flux de trésorerie du Secteur d'amont ont augmenté de 74 % pour atteindre à 1 538 millions $. Ce sont surtout les prix nettement plus élevés du pétrole et du gaz qui expliquent l'amélioration des résultats. Le prix moyen obtenu par Petro-Canada pour sa production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel des champs gazéifères, en tenant compte des effets des opérations de couverture, a été de 41,45 $/baril, en hausse par rapport à 24,58 $ un an auparavant. Le prix moyen obtenu pour le gaz naturel a été de 4,75 $ le millier de pi^3, en hausse par rapport à 2,59 $ en 1999.

La production totale en 2000 s'est établie à 212 200 barils équivalent pétrole (BEP) par jour, dont 89 200 barils de pétrole et de liquides et 738 millions de pi^3 de gaz naturel (converti selon un ratio de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril équivalent pétrole). La production a été légèrement inférieure au niveau de 215 100 BEP par jour enregistré en 1999, les ventes de propriétés secondaires dans l'Ouest du Canada et la production plus faible à Syncrude ayant plus que contrebalancé la production de pétrole accrue à Hibernia et les volumes de gaz naturel plus importants.

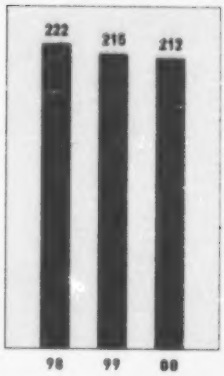
Les réserves prouvées et probables totales ont augmenté de 8 % pour atteindre 1 620 millions de BEP, surtout en raison de l'inclusion de 247 millions de barils de réserves probables associées au nouveau projet de mise en valeur de sables pétrolifères *in situ* de Petro-Canada à MacKay River, qui ont plus que compensé les réserves associées aux propriétés cédées. Des consultants indépendants en études de gisements mènent des vérifications techniques annuelles par rotation portant sur un tiers des réserves de pétrole et de gaz naturel classiques prouvées de Petro-Canada. De plus, le cabinet Arthur Andersen s.r.l. vérifie chaque année, à titre de vérificateur contractuel, les processus de contrôle de gestion non techniques que nous utilisons pour établir les réserves.

Revue et perspectives du Secteur d'amont

Les activités principales de Petro-Canada dans le Secteur d'amont comprennent le secteur extracôtier de la côte Est, les sables pétrolifères et le gaz naturel, auxquels vient s'ajouter une production de pétrole modeste dans l'Ouest du Canada et en Algérie. Un bilan vigoureux et des flux de trésorerie substantiels nous permettent de maximiser la mise en valeur des principaux éléments d'actif, tout en exploitant de façon dynamique de nouvelles possibilités de croissance. Le profil de croissance de Petro-Canada s'appuie en grande partie sur l'augmentation de la production de pétrole brut tirée des Grands Bancs, au large de Terre-Neuve, de même que sur la hausse de la production provenant des sables pétrolifères du nord de l'Alberta.

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ

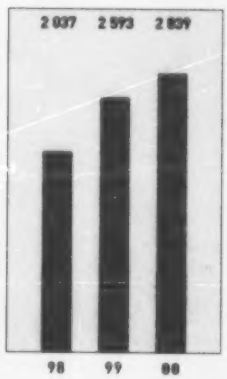
La production a légèrement diminué en 2000 en raison de la vente d'éléments d'actif.



■ Production du Secteur d'amont *(en milliers de barils équivalent pétrole par jour)*

PORTEFEUILLE DE RÉSERVES

Nos importantes réserves procurent une base solide pour la croissance future.



■ Réserves prouvées *(en millions de barils équivalent pétrole)*

■ Réserves probables *(en millions de barils équivalent pétrole)*

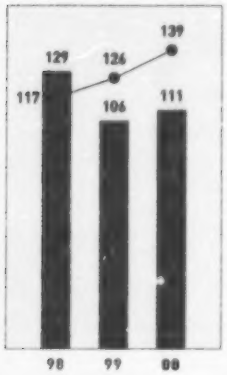
■ Réserves possibles *(en millions de barils équivalent pétrole)*

(La prudence est de rigueur lorsqu'on additionne les réserves prouvées, probables et possibles. Il existe une probabilité de 90 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures aux réserves prouvées, une probabilité de 50 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées et probables, et une probabilité de 10 % que les réserves réelles soient équivalentes ou supérieures à la somme des réserves prouvées, probables et possibles.)

– **Dans les graphiques ci-dessus, les données de 1998 et de 1999 ont été redressées afin de tenir compte d'un changement dans le facteur de conversion pétrole-gaz, qui est passé de 10 :1 à 6 :1.**

REMPLACEMENT DES RÉSERVES

Nous avons de nouveau remplacé plus que la totalité de la production par de nouvelles réserves.



■ Gaz naturel *(en pourcentage)*

● Total, pétrole et gaz classiques *(en pourcentage)*

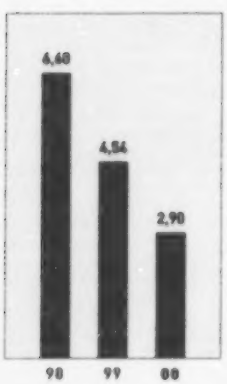
– Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions.

– Ne tient pas compte de Syncrude.

– Les données de 1998 et de 1999 ont été redressées afin de tenir compte d'un changement dans le facteur de conversion pétrole-gaz, qui est passé de 10 :1 à 6 :1.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS D'HIBERNIA

Les frais d'exploitation et les frais indirects par baril ont continué de diminuer.



■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires *(en $ par baril)*

Dans les Grands Bancs, Petro-Canada détient une participation de 20 % dans le champ pétrolifère producteur Hibernia, est l'exploitant du projet Terra Nova qui devrait être mis en service vers la fin de 2001, et détient une participation directe dans toutes les autres découvertes de pétrole faites jusqu'ici. En 2000, nous avons consolidé davantage notre position dans cette région très prometteuse en augmentant nos participations directes à Terra Nova (à 34,0 %) et à White Rose (à 27,5 %) dans le cadre d'un échange de propriétés. On peut s'attendre à une forte croissance de la production tirée des Grands Bancs au cours des deux prochaines années, avec la mise en service de Terra Nova et l'atteinte de la production de pointe à Hibernia. Petro-Canada et ses partenaires élaborent en outre des plans pour la mise en valeur des champs pétrolifères White Rose et Hebron/Ben Nevis. Ailleurs dans cette région extracôtière, nous accélérons l'exploration à plus long terme, en particulier dans les bassins Flemish Pass et Salar ainsi que dans la plate-forme Scotian, au large de la Nouvelle-Écosse.

Petro-Canada est l'un des principaux participants à la mise en valeur des vastes ressources de sables pétrolifères du nord de l'Alberta. Nous détenons une participation de 12 % dans Syncrude, la plus grande entreprise d'extraction de sables pétrolifères du monde, et des participations importantes dans d'autres concessions où il existe des possibilités d'extraire le bitume *in situ* (sur place) grâce à une technologie d'avant-garde. L'agrandissement continu de Syncrude, ainsi que la construction de notre première installation *in situ* commerciale à MacKay River (dans laquelle nous détenons une participation directe de 100 %), assurera à Petro-Canada une importante croissance de la production au cours des prochaines années.

Petro-Canada est l'un des producteurs de gaz naturel les plus importants de l'Ouest du Canada, où elle continue d'investir avec un succès considérable, surtout dans les avant-monts de l'Alberta. Pour assurer la croissance à plus long terme, nous évaluons de façon dynamique les périmètres récemment acquis dans la région du delta du Mackenzie, dans les Territoires du Nord-Ouest. La Commission géologique du Canada évalue le potentiel du delta du Mackenzie à environ 20 billions de pi^3 de gaz naturel récupérable. Des réserves prouvées d'environ 6 billions de pi^3 de gaz ont été découvertes par l'industrie jusqu'ici, ce qui pourrait suffire à justifier la construction d'un gazoduc pour relier la région au réseau de transport nord-américain.

Secteur extracôtier de la côte Est

La quote-part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada s'est élevée en moyenne à 28 900 barils par jour (b/j) en 2000, en hausse par rapport à 20 000 b/j au cours de l'exercice précédent. Le taux de production soutenu a été atteint en dépit d'un arrêt de maintenance prévu d'une durée de 12 jours de la plate-forme de production. En raison de la croissance de la production d'Hibernia, les frais d'exploitation unitaires ont diminué, passant de 4,23 $/baril en 1999 à 2,76 $/baril en 2000, et on s'attend à ce qu'ils baissent davantage. À la fin de l'exercice, la quote-part des réserves prouvées et probables restantes d'Hibernia revenant à Petro-Canada était évaluée à 123 millions de barils.

Au cours de 2000, un premier puits producteur et un injecteur d'eau ont été forés dans la formation Avalon, qui se trouve au-dessus de la formation Hibernia. On estime que la formation Avalon contient plus de pétrole que la formation Hibernia, mais en raison de sa géologie hautement faillée et complexe, la récupération est plus difficile. À la fin de l'exercice, dix puits producteurs de pétrole, six injecteurs d'eau et trois injecteurs de gaz étaient en service dans le champ Hibernia. Le forage de deux nouveaux puits, un dans la formation Hibernia et un dans la formation Avalon, était en cours.

En réponse à l'excellente performance du gisement et des opérations à Hibernia, les propriétaires et le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador ont convenu en 2000 de réaligner le régime de redevances, afin que la plate-forme puisse produire selon sa capacité pratique. Le taux de production réel dépendra de la performance du champ et du rythme des futurs forages. À l'heure actuelle, les ratios gaz-pétrole du gisement sont plus élevés que prévu ce qui, combiné aux capacités de compression limitées de la plate-forme, restreint la production de pétrole. Ces restrictions de la production devraient être éliminées d'ici 2003, lorsque des zones d'injection de gaz additionnelles seront développées et que davantage de puits seront disponibles. Même s'il est prévu que la quote-part de la production d'Hibernia revenant à Petro-Canada en 2001 corresponde au niveau atteint l'an dernier, le programme de mise en valeur continuera de mettre l'accent sur l'obtention et le maintien d'une production cible de 160 000 b/j (dont 32 000 b/j nets revenant à Petro-Canada) au cours des prochaines années.

Une autre étape marquante des activités extracôtières canadiennes sera atteinte en 2001 lorsque le champ pétrolifère Terra Nova, le premier projet de mise en valeur que Petro-Canada exploite dans les Grands Bancs, sera mis en production. Le point saillant en 2000 a été la livraison sans incident de l'installation de production, de stockage et de déchargement flottante d'un chantier naval en République de Corée jusqu'à Bull Arm, à Terre-Neuve. Les modules de production sont maintenant installés et la mise en service et l'essai du navire sont en cours à Bull Arm. Les activités à l'emplacement du gisement en 2000 ont porté sur le forage et la complétion de trois puits et sur l'installation de conduites de production pour relier les puits au navire. En 2001, cinq puits de développement sont planifiés dans les deux blocs de mise en valeur initiaux, Graben et East Flank, et nous prévoyons forer et évaluer un puits de délimitation dans le bloc Far East.

Le démarrage de la production pétrolière à Terra Nova a été reporté du deuxième trimestre au quatrième trimestre de 2001 afin de régler des problèmes de conception technique et des défauts de fabrication détectés dans plusieurs systèmes clés du navire de production après sa livraison à Bull Arm. Les coûts en capital jusqu'à la mise en production du projet ne sont pas encore arrêtés, mais Petro-Canada prévoit une augmentation pouvant aller jusqu'à 15 % par rapport à l'estimation actuelle de 2,5 milliards $. Malgré ce retard et le dépassement de coûts, le projet reste un investissement attrayant pour Petro-Canada.

À sa cadence maximale, la production annuelle de Terra Nova devrait s'élever en moyenne à 129 000 b/j, dont 43 800 b/j nets revenant à Petro-Canada. Le projet Terra Nova nécessitera seulement 24 puits de production et d'injection, comparativement à 80 puits ou plus à Hibernia. La production des réserves brutes des blocs Graben et Far East, que Petro-Canada évalue à 370 millions de barils, devrait s'échelonner sur une période de 12 à 14 ans, et le bloc Far East adjacent pourrait produire des réserves additionnelles.

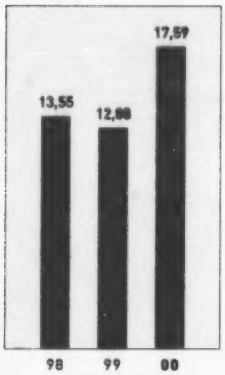
Ailleurs sur la côte Est, des puits de délimitation ont été forés à White Rose et à Hebron/Ben Nevis afin de définir de façon plus précise l'ampleur des découvertes antérieures. Au début de 2001, Petro-Canada et Husky Oil Operations Ltd., l'exploitant du projet, ont déposé une demande de mise en valeur à l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers pour le champ White Rose. Cette mesure ne constitue pas une décision d'aller de l'avant avec le projet, les études techniques et les estimations des coûts n'ayant pas encore été finalisées. On estime que White Rose contient entre 200 et 250 millions de barils de pétrole brut léger. L'évaluation des possibilités commerciales des découvertes à Hebron/Ben Nevis (dans lesquelles Petro-Canada détient une participation directe de 23,9 %) se poursuit. Les autres activités de forage dans le bassin Jeanne-d'Arc au cours de 2000 ont inclus des puits d'exploration à Cape Race et à Riverhead, mais aucun de ces puits n'a permis de découvrir d'hydrocarbures en quantités commerciales.

Afin d'accroître notre focalisation sur le secteur extracôtier, nous avons commencé à évaluer les bassins peu ou pas explorés situés dans des eaux plus profondes au-delà du bassin Jeanne-d'Arc. Les zones d'intérêt en eau profonde de Petro-Canada se trouvent à des profondeurs de moins de 1 500 mètres, ce qui les rend tout à fait exploitables avec la technologie actuelle. Notre programme de 2000 a inclus l'évaluation initiale de zones d'exploration dans le bassin Flemish Pass, à l'est des Grands Bancs. Les participations de Petro-Canada dans cette région totalisent 1,64 million d'acres bruts (0,74 million d'acres nets). Les données recueillies au cours d'une campagne sismique tridimensionnelle sur 4 200 kilomètres carrés réalisée en 2000 sont en cours de traitement. Nous envisageons de commencer le forage dans ces zones dès 2002. Vers la fin de 2000, nous avons étendu notre portefeuille de zones d'intérêt en eau profonde avec l'acquisition d'une participation de 50 % dans un bloc de 466 000 acres dans le bassin Salar inexploré, au sud-est des Grands Bancs.

Au large de la Nouvelle-Écosse, nous évaluons le potentiel de mise en valeur de zones d'intérêt gazières en eau profonde dans la plate-forme Scotian. Petro-Canada détient une participation de 35 % dans un bloc de 419 000 acres bruts dans la région et a conclu un accord d'affermage pour acquérir une participation de 67 % dans un bloc adjacent de 742 000 acres. Nous sommes en train d'évaluer des données sismiques tridimensionnelles recueillies en 2000 sur 2 000 kilomètres carrés. La détermination de zones d'intérêt favorables pourrait conduire au démarrage des activités de forage dès 2002. Un des attraits de la plate-forme Scotian est sa proximité du marché du nord-est des États-Unis.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DE SYNCRUDE

Les frais d'exploitation et les frais indirects ont augmenté en raison de problèmes opérationnels et de la hausse des prix du gaz.



■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires
(en $ par baril)

Sables pétrolifères

Au début de 2000, étant donné les possibilités de mise en valeur de ses importantes propriétés de sables pétrolifères *in situ* et sa participation dans Syncrude, Petro-Canada a désigné les sables pétrolifères comme secteur d'activité principal.

En 2000, Syncrude a continué de contribuer de façon substantielle au bénéfice de Petro-Canada. Ces excellents résultats reflètent l'incidence des prix élevés du pétrole, annulée en partie par une production moins importante. La quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada en 2000 s'est chiffrée à 24 300 b/j, en baisse par rapport à 26 700 b/j en 1999. Cette diminution du volume est attribuable à des difficultés opérationnelles associées au démarrage de nouvelles unités, à des arrêts de maintenance qui se sont prolongés et au fait qu'une révision générale des unités de valorisation prévue pour 2001 a dû être devancée au troisième trimestre de 2000.

Les frais d'exploitation unitaires de Syncrude sont passés à 17,53 $/baril en 2000 en raison d'une baisse des volumes de production, d'activités de maintenance importantes et d'une augmentation des coûts du combustible. En 2001, la quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada devrait augmenter pour atteindre quelque 30 000 b/j, étant donné que l'usine devrait être beaucoup plus fiable.

La quote-part des dépenses en immobilisations de Syncrude assumée par Petro-Canada a été de 61 millions $ en 2000, en baisse par rapport à 90 millions $ en 1999, en raison de l'achèvement de la deuxième phase du programme d'agrandissement. Les points saillants en 2000 comprennent le démarrage en milieu d'année du train 1 à la mine Aurora et l'achèvement du déblocage des unités de valorisation, qui devraient augmenter le rendement et réduire les émissions. Des activités de mise en valeur additionnelles à la mine Aurora et un nouvel agrandissement des unités de valorisation sont à l'étude, et une décision devrait être prise d'ici le milieu de 2001. Ce prochain agrandissement devrait porter la quote-part de la production de Syncrude revenant à Petro-Canada à environ 40 000 b/j d'ici la fin de 2004. D'autres travaux d'agrandissement pourraient porter notre quote-part de la production à plus de 50 000 b/j d'ici la fin de 2007.

En septembre, Petro-Canada a annoncé une stratégie concernant la mise en valeur en plusieurs phases de ses importantes propriétés de sables pétrolifères *in situ* et leur intégration éventuelle à sa raffinerie d'Edmonton. Petro-Canada détient des participations dans plus de 200 000 acres nets de concessions de sables pétrolifères pouvant éventuellement se prêter à une mise en valeur *in situ*. On récupère le bitume *in situ* là où les sables pétrolifères se trouvent à une trop grande profondeur pour être extraits de façon économique à partir de la surface. Petro-Canada utilisera le drainage par gravité au moyen de vapeur pour extraire le bitume, ce qui occasionnera moins de perturbations en surface que les techniques d'extraction classiques. Cette technologie, éprouvée dans le cadre d'essais pilotes et d'essais à l'échelle commerciale au cours des 15 dernières années, permet la récupération économique de plus de 60 % du pétrole en place au moyen de puits horizontaux jumelés. De la vapeur à basse pression est injectée par le puits supérieur pour fluidifier le bitume, qui s'écoule ensuite dans le puits de production inférieur.

Dans un premier temps, à la suite de l'approbation des organismes de réglementation, nous avons entrepris la mise en valeur commerciale de nos terrains à MacKay River, y compris la construction d'une installation de production de bitume que nous prévoyons mettre en service vers la fin de 2002. Nous avons demandé à l'Alberta Energy and Utilities Board l'autorisation de porter la capacité de production de l'installation de 22 000 b/j à 33 000 b/j. Nous prévoyons que cette propriété produira en moyenne 30 000 b/j pendant 25 ans. Le bitume sera transporté au moyen d'un court pipeline latéral (actuellement en construction par Enbridge Inc.) qui sera raccordé à des pipelines existants pour assurer un accès aux marchés nord-américains du pétrole brut. Les dépenses en immobilisations prévues jusqu'au démarrage du projet de MacKay River sont évaluées à 290 millions $.

Nous avons l'intention de mettre à profit notre expérience acquise à MacKay River dans le cadre d'autres projets de mise en valeur de sables pétrolifères *in situ*. Au cours de l'hiver 2000-2001, nous procédons à des tirs sismiques et à des forages de délimitation sur deux propriétés éventuelles, Lewis et Meadow Creek, pour déterminer l'ampleur des ressources et les possibilités de mise en valeur.

À plus long terme, nous évaluons le potentiel d'un projet intégré de mise en valeur des sables pétrolifères, dans le cadre duquel la production de bitume *in situ* provenant de la région de Fort McMurray serait traitée à notre raffinerie du premier quartile à Edmonton. En 2001, Petro-Canada commencera à consulter les parties intéressées au sujet des futures activités de mise en valeur *in situ* et de la conversion de la charge d'alimentation à la raffinerie d'Edmonton.

Gaz naturel de l'Ouest du Canada

La production de gaz naturel en 2000 s'est élevée en moyenne à 738 millions de pi³/j, en hausse par rapport à 719 millions de pi³/j en 1999, en dépit de la vente de propriétés secondaires. Des gains de production substantiels dans les avant-monts de l'Alberta et le report d'arrêts de maintenance dans les usines à gaz, afin de tirer parti des prix élevés, ont été des facteurs clés de l'amélioration du rendement.

La vente de deux propriétés secondaires additionnelles était en cours à la fin de l'exercice. La vente de Whitecourt a été réglée en février 2001 et la vente de Kaybob devrait se conclure au premier semestre de 2001. En raison de cessions de propriétés secondaires et d'arrêts de maintenance prévus dans les usines à gaz, les volumes de gaz naturel en 2001 devraient s'élever en moyenne à environ 680 millions de pi³/j.

Le prix moyen obtenu par Petro-Canada pour le gaz naturel en 2000 a été de 4,75 $/millier de pi³, en hausse de 83 % par rapport à 2,59 $/millier de pi³ en 1999. Les frais d'exploitation ont été ramenés de 0,47 $/millier de pi³ à 0,44 $/millier de pi³ équivalent gaz, traduisant la mise en œuvre de mesures de réduction des coûts et l'incidence initiale de la cession de propriétés secondaires à coûts plus élevés.

Grâce au succès de l'exploration et de la mise en valeur en 2000, 301 milliards de pi³ de gaz naturel ont été ajoutés aux réserves prouvées, ce qui nous a permis de remplacer 111 % de la production de l'exercice courant. Cependant, par suite de la vente nette de propriétés productrices, les réserves de gaz prouvées totales dans l'Ouest du Canada sont passées de 2 472 à 2 331 milliards de pi³. Nos frais de découverte et de mise en valeur moyens sur trois ans pour le gaz naturel ont été de 0,99 $/millier de pi³ équivalent gaz, soit un excellent résultat dans le contexte actuel de coûts élevés pour les terrains, le forage et les services. Dans le cadre des efforts que nous déployons pour atteindre et soutenir une croissance forte et rentable, nous visons des résultats se situant constamment dans le premier quartile pour tous les facteurs contrôlables, en particulier en ce qui concerne les frais de découverte et de mise en valeur.

La production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel classiques s'est établie en moyenne à 23 400 b/j en 2000, en baisse par rapport à 36 400 b/j en 1999. Les ventes d'éléments d'actif, dans le cadre de la stratégie de Petro-Canada visant à abandonner la production de pétrole classique dans l'Ouest du Canada, représentaient 12 600 b/j de la diminution. Les propriétés pétrolières de Ferrier et de Willesden Green, qui sont intégrées à notre infrastructure gazière dans le centre-ouest de l'Alberta, sont conservées à titre d'éléments d'actif principaux. La production de pétrole et de liquides de gaz naturel classiques de l'Ouest du Canada se chiffrait à 19 000 b/j à la fin de 2000.

Des dépenses en immobilisations de 380 millions $ sont prévues au budget de 2001 pour l'exploration et la mise en valeur dans l'Ouest du Canada. Un tel niveau d'investissement devrait nous permettre de remplacer la production de 2001 par de nouvelles réserves. Les plans prévoient le forage d'environ 50 puits d'exploration et de mise en valeur dans les avant-monts de l'Alberta et de 25 puits dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que d'autres forages dans le centre-ouest et le sud-est de l'Alberta.

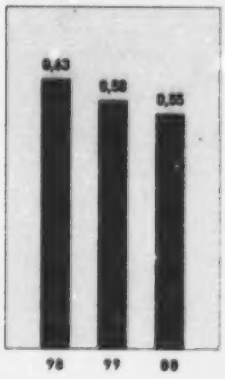
Les activités d'exploration et de mise en valeur dans l'Ouest du Canada continuent d'être concentrées principalement dans les zones d'intérêt gazières des avant-monts de l'Alberta, vaste région caractérisée par des gisements plus importants et des taux d'épuisement plus faibles qu'ailleurs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Grâce à un programme d'investissement dynamique, nous avons considérablement accru les réserves et la production dans cette région. Les dépenses en immobilisations affectées aux avant-monts de l'Alberta sont passées d'environ 100 millions $ en 1997 à 235 millions $ en 2000. Au cours de cette période, nous avons ajouté plus de 730 milliards de pi³ équivalent gaz aux réserves moyennant des frais de découverte et de mise en valeur moyens de 0,86 $/millier de pi³ équivalent gaz. La production de gaz naturel des avant-monts est passée d'une moyenne de 210 millions de pi³/j en 1996 à 350 millions de pi³/j en décembre 2000 et représente maintenant environ 50 % des volumes de gaz naturel totaux de Petro-Canada.

En 2000, environ 62 % des dépenses en immobilisations du secteur du pétrole et du gaz classiques de l'Ouest du Canada visaient le programme dans les avant-monts de l'Alberta. La plus grande partie de ces dépenses avait trait à de nouvelles occasions de forage dans les régions de Wildcat Hills et de Hanlan. À Wildcat Hills, où un programme de forage de développement pluriannuel ciblant la formation Turner Valley a donné d'excellents résultats jusqu'ici, nous avons entrepris la mise en valeur de gaz non sulfureux provenant de la formation Viking. La production tirée de Wildcat Hills en décembre 2000 s'est chiffrée en moyenne à 139 millions de pi³/j, en hausse de 40 % par rapport à 99 millions de pi³/j à la fin de l'exercice précédent. Un programme de forage réussi dans la région de Hanlan a permis de compenser plus que la totalité de l'épuisement normal des gisements, portant la production à une moyenne de 111 millions de pi³/j en décembre 2000, en hausse par rapport à 104 millions de pi³/j en décembre 1999.

Dans le nord-est de la Colombie-Britannique, à la suite d'une analyse technique exhaustive de notre portefeuille, nous avons vendu un certain nombre de propriétés reclassées comme secondaires. Nous

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DE L'OUEST DU CANADA

Les frais unitaires ont continué de diminuer.

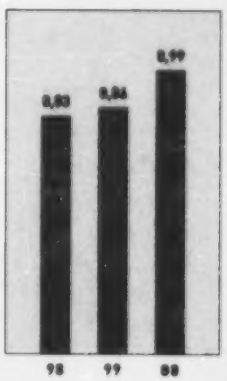


■ Frais d'exploitation et frais indirects unitaires *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

– Comprend le pétrole et les liquides classiques et le gaz de l'Ouest du Canada.

FRAIS DE DÉCOUVERTE ET DE MISE EN VALEUR DU GAZ NATUREL

Les frais de découverte et de mise en valeur sont demeurés concurrentiels malgré une hausse des coûts des services et des approvisionnements.



■ Gaz naturel *(en $ par millier de pieds cubes équivalent gaz)*

– Moyenne mobile sur trois ans pour les réserves prouvées.

– Ne tient pas compte des acquisitions ni des cessions.

nous sommes aussi fondés sur cette analyse pour élargir notre portefeuille de zones d'intérêt. Des forages sélectifs effectués dans la région en 2000 ont porté fruit, notamment à Jedney, où quatre puits d'exploration et six puits de développement ont permis d'obtenir une nouvelle production de gaz de 22 millions de pi^3/j, tout en ajoutant 37 milliards de pi^3 de gaz aux réserves. Le forage d'environ 10 puits est prévu dans cette région en 2001.

Delta du Mackenzie

En 2000, nous avons ajouté à nos propriétés du delta du Mackenzie deux nouvelles licences d'exploration et deux concessions sur les terres des Inuvialuits, dont l'une contient un gisement de gaz naturel découvert antérieurement. Avec des participations dans six blocs, couvrant approximativement un million d'acres bruts (0,6 million d'acres nets), Petro-Canada est maintenant l'un des plus importants détenteurs de concessions dans cette région d'exploration à haut risque mais à potentiel élevé. Des tirs sismiques initiaux effectués dans les deux blocs d'origine au début de 2000 ont permis de repérer plusieurs zones d'intérêt à l'intérieur des périmètres acquis en 1999. Nous procédons à des tirs sismiques bidimensionnels et tridimensionnels additionnels sur nos propriétés au cours de l'hiver 2000-2001. En février 2001, Petro-Canada a entrepris le forage du premier puits d'exploration de gaz naturel dans le delta du Mackenzie depuis plus d'une décennie. Situé dans le bloc Kurk, dans lequel Petro-Canada détient une participation de 60 %, le puits sera foré jusqu'à une profondeur de 2 500 mètres. Le forage devrait être achevé d'ici avril.

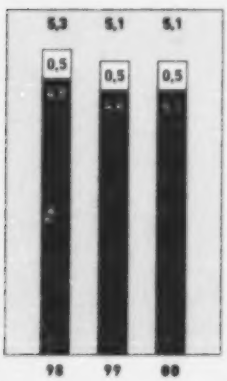
Secteur international

Au cours de 2000, Petro-Canada a désigné ses propriétés productrices de pétrole en Norvège comme des éléments d'actif secondaires et les a vendues pour 76 millions $ US. La quote-part de la production de ces propriétés revenant à Petro-Canada s'est élevée en moyenne à 8 900 b/j en 2000, en hausse par rapport à 7 700 b/j en 1999.

Les autres participations internationales de Petro-Canada se trouvent en Algérie, où nous détenons une participation de 70 % dans le champ pétrolifère Tamadanet, et dans le centre-sud de la Tunisie, où nous détenons des droits d'exploration exclusifs dans le bloc Tataouine. La quote-part de la production du champ Tamadanet revenant à Petro-Canada, avant les redevances et le partage du bénéfice en pétrole, s'est établie en moyenne à 3 700 b/j en 2000, en baisse par rapport à 4 500 b/j en 1999 en raison de l'épuisement normal. Au début de 2001, des négociations avec la société pétrolière nationale algérienne concernant un éventuel projet gazier régional ont été suspendues. Par conséquent, nous réévaluons notre stratégie future en Afrique du Nord.

FRAIS D'EXPLOITATION ET FRAIS INDIRECTS DU SECTEUR D'AVAL

Les frais par litre sont demeurés stables en 2000 malgré les pressions inflationnistes.



■ Frais d'exploitation unitaires *(en cents par litre)*

□ Frais indirects unitaires *(en cents par litre)*

Secteur d'aval

Résultats financiers du Secteur d'aval (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2000	1999	1998
Bénéfice d'exploitation	**273**	115	204
Perte à la vente d'éléments d'actif	**(1)**	(9)	(35)
Bénéfice net	**272**	106	169
Flux de trésorerie	**434**	163	420
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage)	**13,0**	5,7	10,3
Capital utilisé moyen	**2 104**	2 021	1 981

Comparaison entre 2000 et 1999

Petro-Canada a réalisé un bénéfice record et enregistré une augmentation substantielle de ses flux de trésorerie dans le Secteur d'aval en 2000, en dépit de conditions économiques moroses pour les ventes et la commercialisation. Les marges de craquage élevées et les écarts de prix considérables entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd ont été les éléments clés d'une amélioration de la situation dans le raffinage. Un écart de prix important entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd est avantageux pour Petro-Canada puisque ses raffineries en Ontario et au Québec peuvent traiter un pourcentage élevé de brut lourd, ce qui réduit les coûts des charges d'alimentation. Les coûts considérablement plus élevés du gaz naturel utilisé comme combustible ont annulé en partie ces gains. Les frais d'exploitation et les frais indirects unitaires du Secteur d'aval ont été maintenus à 5,1 cents par litre en 2000.

En 2000, les mesures prises pour tirer parti d'une conjoncture économique favorable pour le raffinage ont permis à nos raffineries de traiter 3 % de plus de pétrole brut qu'en 1999, grâce à une fiabilité accrue des unités de transformation et au report d'arrêts de maintenance prévus à Oakville et à Montréal. Grâce à des ventes de bitume records de 1,5 milliard de litres, nous avons pu utiliser des bruts plus lourds et tirer parti des écarts léger-lourd importants. Les ventes de produits pétroliers raffinés ont progressé de 8 % pour atteindre 55 400 mètres cubes par jour (m^3/j), comparativement à 51 200 m^3/j en 1999. Les gains les plus importants ont été réalisés dans les canaux des ventes en gros et des ventes des raffineries.

Les excellents résultats des activités de raffinage présentent un contraste avec la faible contribution de la commercialisation et des lubrifiants au bénéfice et aux flux de trésorerie en 2000, situation attribuable au fait que le coût élevé et croissant des charges d'alimentation des produits raffinés et des lubrifiants n'a pu être récupéré entièrement sur le marché.

Revue et perspectives du Secteur d'aval

Le Secteur d'aval de Petro-Canada regroupe des raffineries à Edmonton, à Oakville et à Montréal, une usine de fabrication de lubrifiants à Mississauga et un réseau national d'établissements de ventes au détail et de ventes en gros. Au cours des dernières années, un effort opérationnel d'envergure a été axé sur le positionnement de la marque Petro-Canada en vue d'assurer son succès face à la concurrence sur les marchés de détail et de gros.

En 2000, pour faire progresser les efforts visant l'atteinte de résultats du premier quartile sur le plan des coûts et d'un rendement financier soutenu, nous avons restructuré les activités du Secteur d'aval selon une structure fonctionnelle plutôt que régionale. L'alignement national des programmes de commercialisation constitue un avantage clé de cette initiative.

Raffinage et approvisionnement

Le rendement exceptionnel de nos activités de raffinage en 2000 a permis d'enregistrer un bénéfice d'exploitation record. Ces résultats sont attribuables aux marges de craquage élevées et aux hauts niveaux de fiabilité et d'utilisation de la capacité des raffineries.

Étant donné les débits soutenus enregistrés à la raffinerie d'Edmonton, la capacité nominale de cette installation a été augmentée, passant de 19 100 m^3/j à 19 900 m^3/j. Par conséquent, la capacité totale des trois raffineries de Petro-Canada est passée de 49 000 m^3/j à 49 800 m^3/j. Si l'on tient compte de cet accroissement de la capacité, nos raffineries ont enregistré un taux d'utilisation de 101 % de la capacité de traitement de brut en 2000. Les autres réalisations marquantes comprennent une fiabilité élevée continue, supérieure à 90 %, des unités de transformation aux trois raffineries et à l'usine de lubrifiants de Petro-Canada.

La nouvelle réglementation du gouvernement du Canada limitant les niveaux de soufre dans l'essence constitue pour les raffineurs un défi à moyen terme. La réglementation exige que la teneur en soufre soit réduite à une moyenne de 150 parties par million (ppm) entre le milieu de 2002 et la fin de 2004, et à 30 ppm d'ici 2005. Nous prévoyons commencer à modifier les raffineries en 2001 et continuerons d'évaluer des technologies et des solutions opérationnelles éventuelles pour aider à réduire au minimum les perturbations de l'approvisionnement et les dépenses en immobilisations requises pour atteindre l'objectif de 2005.

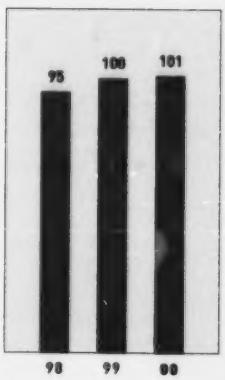
Concurremment à la mise en valeur en plusieurs phases de ses propriétés de sables pétrolifères *in situ*, Petro-Canada évalue la possibilité de reconfigurer sa raffinerie d'Edmonton en vue d'y traiter de 12 720 m^3/j à 23 850 m^3/j (de 80 000 b/j à 150 000 b/j) de bitume, qui remplacerait le pétrole brut léger comme charge d'alimentation principale. La conversion de la raffinerie d'Edmonton au cours de la prochaine décennie procurerait à Petro-Canada une unité de production et de raffinage de bitume entièrement intégrée en Alberta, avec un approvisionnement assuré et la capacité de créer de la valeur à chaque étape — de la tête de puits au produit fini. Les modifications touchant la désulfuration de l'essence à notre raffinerie d'Edmonton seront compatibles avec les investissements éventuels dans la conversion de l'alimentation.

En plus des projets nécessaires pour respecter la réglementation sur le soufre dans l'essence, le segment du raffinage et de l'approvisionnement se consacrera à maximiser l'utilisation et la fiabilité des raffineries et à atteindre des résultats du premier quartile sur le plan des coûts.

La plupart des conventions collectives touchant les quelque 1 200 employés syndiqués de notre usine de lubrifiants, de nos trois raffineries, de nos trois terminaux et de nos trois usines à gaz du Secteur d'amont sont venues à échéance au premier trimestre de 2001. Au 1er mars, les négociations portant sur le renouvellement de ces conventions se poursuivaient.

UTILISATION DES RAFFINERIES

Les raffineries ont continué de fonctionner à pleine capacité en 2000.

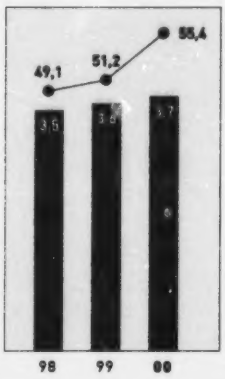


■ Utilisation de la capacité de traitement de brut *(en pourcentage)*

- Nous avons augmenté la capacité nominale de traitement de brut de nos raffineries en 2000, par suite d'améliorations apportées aux processus. Les données de 1998 et de 1999 sont fondées sur la capacité nominale avant l'augmentation.

VENTES DE PRODUITS

Les ventes totales du Secteur d'aval se sont accrues de 8 % en 2000 et le débit par établissement de ventes au détail a également augmenté.



■ Débit par établissement de ventes au détail *(en millions de litres par année)*

● Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes par jour)*

Ventes et commercialisation

La marque de Petro-Canada, « la Petro-Station des gens d'ici », jouit d'une notoriété exceptionnelle. Nos mélanges d'essence propres, appelés *SuperNet*, de même que nos *Essences d'hiver* et d'autres produits spécialement adaptés aux conditions de conduite uniques du Canada, ont continué de connaître un grand succès sur le marché en 2000. Notre programme exclusif de fidélisation de la clientèle, le programme Petro-Points, a continué de croître et environ cinq millions de ménages canadiens y participaient à la fin de l'exercice.

Le réseau de ventes au détail de Petro-Canada comprend 1 618 établissements, dont 883 sont contrôlés par la Société. Le volume des ventes moyen par établissement de ventes au détail a augmenté en 2000 pour se chiffrer en moyenne à 3,7 millions de litres, en hausse par rapport à 3,6 millions de litres en 1999. Au cours de 2000, nous avons accéléré le réaménagement des établissements de ventes au détail selon la nouvelle image de Petro-Canada. Avec des débits annuels supérieurs à sept millions de litres en moyenne, les établissements réaménagés ont démontré qu'ils constituaient un moyen de stimuler les ventes d'essence. À la fin de l'exercice, 35 % des établissements contrôlés par la Société avaient été convertis. En 2001, nous continuerons de tirer parti de nos programmes de commercialisation nationaux grâce au réaménagement accéléré d'établissements conformes à la nouvelle image dans certains marchés clés.

En plus d'une augmentation des ventes d'essence, le programme de réaménagement des établissements de ventes au détail vise un accroissement des revenus non pétroliers et des bénéfices indépendamment de la conjoncture économique. En 2000, Petro-Canada a augmenté de 11 % ses ventes de produits et de services non pétroliers. Les ventes des dépanneurs se sont accrues par suite de l'expansion du réseau et de l'élargissement de l'offre de produits. Les ventes des lave-autos ont augmenté grâce aux améliorations apportées à la qualité des lavages, à l'automatisation et à la commodité.

Du côté des ventes en gros, le niveau d'activité élevé dans les secteurs des ressources et des transports en 2000 a continué d'avoir une incidence positive sur les débits, à la fois dans le canal Petro-Pass et dans celui des associés. Nos ventes Petro-Pass se sont accrues de 13 %, grâce à l'expansion de notre réseau carte-accès national qui comprend maintenant 206 établissements. Au total, notre réseau de ventes en gros compte 316 établissements. Tout en mettant l'accent sur une croissance continue, nous prévoyons améliorer davantage nos produits et nos services connexes afin de répondre encore mieux aux besoins de l'industrie du camionnage et de maintenir notre position de premiers de classe dans le canal des ventes en gros.

Lubrifiants

Petro-Canada est le principal producteur d'huiles de base pour lubrifiants du Canada et un des premiers producteurs d'huiles blanches de qualité pharmaceutique et alimentaire dans le monde. La Société se distingue en outre par sa capacité de fabriquer des lubrifiants de première qualité pour des applications industrielles haut de gamme ainsi que des huiles moteurs de la prochaine génération.

En 2000, les résultats d'exploitation des Lubrifiants ont grandement souffert des coûts élevés des charges d'alimentation et des combustibles attribuables à la hausse des prix du pétrole et du gaz. En dépit de ce recul, nous avons fait des progrès considérables dans le repositionnement de nos activités en vue d'améliorer le rendement futur. Le volume des ventes total de lubrifiants a augmenté pour atteindre 763 millions de litres. Le volume des ventes à marge élevée, qui a augmenté d'environ 10 %, représentait environ la moitié du volume des ventes total. Pour assurer une croissance rentable à long terme dans ce secteur, Petro-Canada doit mettre l'accent sur l'optimisation de sa combinaison de produits, afin de tirer parti de l'avantage concurrentiel dont elle jouit dans la production de produits de grande valeur, sur l'amélioration de ses processus, de même que sur la fiabilité de ses installations. Les réalisations sur le plan des nouvelles gammes de produits en 2000 ont inclus la pénétration réussie de trois nouveaux marchés pour les lubrifiants et les huiles de procédé de première qualité. Ainsi, Petro-Canada a lancé le fluide pour transformateur Luminol, l'huile moteur haute tenue Duron Synthetic et PureDrill, huile de procédé unique utilisée dans les boues de forage dans le cadre d'une alliance avec un partenaire américain.

Réussir à accroître nos ventes de produits de grande valeur sur les marchés à créneaux et continuer de mettre l'accent sur la réduction des coûts sont nos priorités en 2001. Les activités des lubrifiants mettront l'accent principalement sur la réduction des écarts par rapport aux principaux paramètres de mesure du rendement de l'industrie. En 2000, la réussite d'un important arrêt de maintenance à l'unité de production d'huiles blanches a constitué un pas important dans cette direction. Les dépenses en immobilisations à notre usine de lubrifiants en 2001 se limiteront aux travaux de maintenance nécessaires à la bonne marche des activités de raffinage et de fabrication.

Services partagés

Résultats financiers des Services partagés (en millions de dollars)

	2000	1999	1998
Charges nettes avant les frais de restructuration	(117)	(122)	(103)
Gain à la vente d'éléments d'actif	—	—	12
Charges nettes	(117)	(122)	(91)
Flux de trésorerie avant les frais de restructuration	(67)	(84)	(68)

Comparaison entre 2000 et 1999

Les Services partagés sont structurés comme un centre de coûts et englobent les intérêts débiteurs, les produits et les charges d'ordre général de la Société ainsi que les revenus de placement. La diminution des charges nettes en 2000 traduit une augmentation des revenus de placement, annulée en partie par des frais d'amortissement et de déplétion plus importants.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie (en millions de dollars)

	2000	1999	1998
Rentrées (sorties) nettes avant la variation du fonds de roulement d'exploitation :			
Flux de trésorerie	**1 870**	964	830
Activités d'investissement	**(489)**	(945)	(628)
Activités de financement et dividendes	**(214)**	(89)	(84)
	1 167	(70)	118
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation et autre	**42**	(155)	238
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	**1 209**	(225)	356

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie se sont accrus de 94 % pour atteindre 1 870 millions $ en 2000, ce qui reflète la hausse du bénéfice, annulée en partie par une augmentation des impôts sur le bénéfice exigibles. Le report net d'impôts exigibles de l'exercice d'environ 300 millions $, dont la plus grande partie porte sur le bénéfice de la société en nom collectif Pétrole et gaz Petro-Canada (PGPC), a également contribué à l'augmentation des flux de trésorerie. Par comparaison, il y a eu un report net de 100 millions $ en 1999. Dans le Secteur d'aval, la méthode de comptabilisation des stocks aux fins de l'impôt a entraîné une augmentation des impôts sur le bénéfice exigibles de 53 millions $, comparativement à une augmentation des impôts sur le bénéfice exigibles de 141 millions $ en 1999.

La diminution nette de 42 millions $ du fonds de roulement est due principalement aux augmentations des créditeurs et charges à payer et des impôts sur le bénéfice exigibles, compensées en partie par une augmentation des débiteurs. Les niveaux accrus des créditeurs et des débiteurs traduisent l'augmentation des prix du pétrole brut et du gaz naturel.

Activités d'investissement

Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration (en millions de dollars)

	2000	1999	1998
Secteur d'amont[1]			
Exploration et mise en valeur reliées au pétrole et au gaz dans l'Ouest du Canada	**371**	276	361
Hibernia et Terra Nova	**282**	283	225
Autres activités extracôtières de la côte Est	**75**	42	20
Syncrude et autres sables pétrolifères	**110**	107	70
Delta du Mackenzie	**34**	—	—
Secteur international	**43**	47	72
Acquisitions de propriétés	**1**	22	43
Autre	**11**	16	27
	927	793	818
Secteur d'aval			
Raffinage et approvisionnement	**102**	110	125
Commercialisation	**143**	90	133
Lubrifiants	**19**	20	15
Autre	**—**	—	3
	264	220	276
Services partagés	**12**	8	22
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration totales	**1 203**	1 021	1 116
Charges reportées et autres éléments d'actif	**8**	5	17
Total	**1 211**	1 026	1 133

1 Comprend des dépenses d'exploration de 171 millions $ en 2000, de 78 millions $ en 1999 et de 95 millions $ en 1998.

Comparaison entre 2000 et 1999

Les dépenses en immobilisations de Petro-Canada ont augmenté de 18 % pour atteindre 1 211 millions $ en 2000. Dans le Secteur d'amont, où les investissements ont totalisé 927 millions $, les dépenses accrues traduisent le dynamisme des programmes d'exploration et de mise en valeur reliés au gaz naturel dans l'Ouest du Canada, l'accroissement des cycles d'exploration complets au large de la côte Est du Canada et de nouveaux investissements pour l'exploration gazière dans le delta du Mackenzie. Les dépenses dans le Secteur d'aval sont passées à 264 millions $, surtout en raison du réaménagement accéléré d'établissements de ventes au détail conformes à la nouvelle image.

La focalisation plus poussée de Petro-Canada sur ses secteurs d'activité principaux en 2000 a donné lieu à un produit de 722 millions $ à la vente d'éléments d'actif secondaires. Petro-Canada a également acquis des participations additionnelles dans les projets Terra Nova et White Rose dans le cadre d'un échange de propriétés.

Budget de dépenses en immobilisations de 2001

Le budget de dépenses en immobilisations de Petro-Canada pour 2001, y compris l'augmentation relative à Terra Nova discutée à la page 13, s'élève à 1,5 milliard $, en hausse de 25 % par rapport à des dépenses de 1,2 milliard $ en 2000. Ce programme nous permettra d'exploiter le plein potentiel des occasions offertes par nos éléments d'actif. En 2001, nous affecterons environ 1,1 milliard $ au budget des activités dans le Secteur d'amont, 400 millions $ à des activités dans le Secteur d'aval et 20 millions $ à des besoins généraux et autres.

Les activités d'exploration et de mise en valeur reliées au gaz naturel continueront de bénéficier d'un financement substantiel. Ainsi, un montant de 380 millions $ sera affecté à des projets d'investissement dans l'Ouest du Canada et 55 millions $ seront consacrés à l'exploration gazière dans le delta du Mackenzie. Dans le secteur des sables pétrolifères, environ 110 millions $ seront investis dans l'agrandissement continu de Syncrude et 220 millions $ dans la construction d'installations de production de

sables pétrolifères à MacKay River et dans des activités de délimitation reliées à d'autres possibilités *in situ*. Au large de la côte Est du Canada, nous prévoyons affecter environ 200 millions $ à la mise en valeur de Terra Nova, 40 millions $ à Hibernia et 50 millions $ à d'autres projets éventuels.

Les dépenses en immobilisations dans le Secteur d'aval en 2001 seront affectées au réaménagement accéléré de nos stations-service conformes à notre nouvelle image et à des travaux visant à assurer le respect de la future réglementation relative au soufre dans l'essence.

Activités de financement et dividendes

Sources du capital utilisé (en millions de dollars)

	2000	1999	1998
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins d'un an	**1 774**	1 711	1 829
Avoir des actionnaires	**4 591**	4 083	3 936
	6 365	5 794	5 765
Perte de change relative à la dette à long terme[1]	**(130)**	(87)	(212)
Total	**6 235**	5 707	5 553

1 La perte de change relative à la dette à long terme est amortie sur la durée restante de la dette. La durée moyenne pondérée de la dette au 31 décembre 2000 était de 18 ans.

Petro-Canada a établi des objectifs d'endettement afin de maintenir la vigueur de son bilan et sa flexibilité sur le plan financier. Ces objectifs comprennent un ratio de la dette aux flux de trésorerie de 2,0 fois et un ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires de 30 %. En 2000, en raison de nos solides résultats financiers, ces ratios ont été de 0,9 fois et de 27,9 % respectivement.

La dette totale, y compris la tranche de 454 millions $ échéant à moins d'un an, a augmenté de 63 millions $ par rapport à la fin de l'exercice 1999, surtout en raison de l'incidence du taux de change plus faible du dollar canadien par rapport au dollar américain sur la dette libellée en dollars américains.

Petro-Canada revoit à l'occasion sa politique en matière de dividendes pour s'assurer qu'elle répond aux attentes des actionnaires ainsi qu'à ses objectifs financiers et de croissance. En 2000, Petro-Canada a versé 109 millions $ en dividendes, comparativement à 92 millions $ en 1999. Le dividende trimestriel est actuellement de 0,10 $ par action.

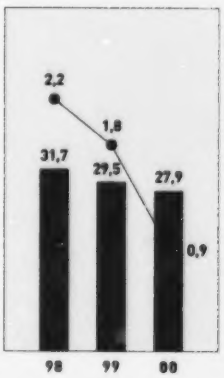
Petro-Canada continuera d'utiliser son encaisse et d'émettre des titres d'emprunt à court terme, au besoin, pour satisfaire à ses exigences en matière de fonds de roulement et de financement provisoire. Pour les besoins de son exploitation, Petro-Canada a accès à des lignes de crédit bancaires et à un programme de papier commercial totalisant 1 175 millions $, qui s'appuie sur des facilités de crédit consenties et à vue accordées par plusieurs grandes institutions financières canadiennes. Au 31 décembre 2000, le programme de papier commercial n'était pas utilisé, puisque notre encaisse et nos placements à court terme s'élevaient à 1 415 millions $.

Avec effet le 1er novembre 2000, la Bourse de Toronto a approuvé la demande d'offre de rachat dans le cours normal des activités déposée par Petro-Canada en vue du rachat d'un nombre maximum de 22 millions de ses actions ordinaires et à droit de vote variable (environ 10 % de ses actions en circulation) au cours de la période de 12 mois se terminant le 31 octobre 2001. À la fin de l'exercice 2000, Petro-Canada avait racheté environ quatre millions d'actions en contrepartie de 134 millions $, ce qui représente un coût moyen de 33,91 $ par action. Les actions rachetées ont été annulées. Le gouvernement du Canada, qui détient 49,4 millions d'actions de Petro-Canada, ne participe pas à l'offre de rachat dans le cours normal des activités. Étant donné la vigueur de la position de trésorerie de Petro-Canada, le programme de rachat d'actions est un moyen efficace pour la Société d'accroître la valeur pour les actionnaires, tout en conservant suffisamment de flexibilité et de ressources financières pour financer tous ses engagements reliés aux principaux projets.

En février 2001, le gouvernement fédéral a déposé un projet de loi visant à éliminer la restriction de 25 % imposée à la participation étrangère au capital-actions de Petro-Canada et à porter de 10 % à 20 % la limite imposée à la participation individuelle. Une fois adoptées, ces mesures législatives procureront à Petro-Canada un accès concurrentiel amélioré aux marchés des capitaux, grâce à une uniformisation des règles du jeu pour tous les investisseurs.

RATIOS D'ENDETTEMENT CLÉS

La vigueur du bilan se traduit par des ratios d'endettement prudents.

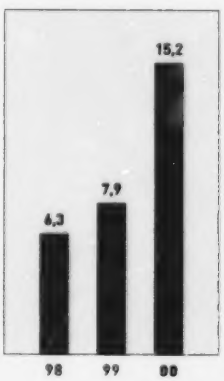


■ Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires *(en pourcentage)*

● Dette aux flux de trésorerie *(fois)*

COUVERTURE DES INTÉRÊTS

Un ratio de couverture des intérêts positif démontre que le bénéfice suffit amplement à couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.



■ Couverture des intérêts *(fois)*

– Ratio calculé en fonction du BAIIADE.

Ratios financiers

	2000	1999	1998
Ratio de liquidité à court terme	**1,4**	1,2	1,4
Couverture des intérêts (fois)			
— en fonction du bénéfice	**10,3**	3,7	2,2
— en fonction du BAIIADE	**15,2**	7,9	6,3
— en fonction des flux de trésorerie	**15,2**	8,2	6,7
Dette aux flux de trésorerie (fois)	**0,9**	1,8	2,2
Dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**27,9**	29,5	31,7

GESTION DES RISQUES

Petro-Canada mène ses activités de gestion des risques conformément aux politiques et aux lignes directrices établies par le Conseil d'administration. Nous avons recours à des opérations de couverture, à l'assurance et à d'autres techniques.

Notre politique de gestion des risques interdit l'utilisation d'instruments dérivés à des fins spéculatives. Les instruments dérivés auxquels Petro-Canada a recours servent principalement à couvrir les transactions physiques pour les besoins de l'exploitation et à faciliter les ventes aux clients. Il arrive parfois que la Société couvre les prix et les marges de certaines marchandises afin de tirer parti d'occasions qui représentent une valeur extraordinaire. À moins d'une autorisation expresse du Conseil d'administration, la durée des instruments de couverture ne peut pas dépasser 18 mois. Nous négocions des instruments dérivés avec des parties qui possèdent une cote de crédit à long terme minimale de A (à moins d'une autorisation spéciale du Conseil d'administration), en vertu d'un accord de l'International Swap Dealers Association. Les limites de crédit tiennent compte des risques de perte actuels et éventuels imputables à la non-exécution des obligations d'une partie et réduisent la concentration du risque de crédit relié à une partie quelconque prise individuellement. Le suivi du portefeuille d'instruments dérivés et les rapports sur celui-ci portent notamment sur l'évaluation périodique de la juste valeur de tous les instruments dérivés en circulation. Les couvertures reliées aux marchandises et aux devises au cours de 2000 ont eu pour effet net d'accroître le bénéfice d'environ 1 million $ après impôts. Aucune couverture reliée aux taux d'intérêt n'était en place.

Au 31 décembre 2000, la Société avait acheté à terme des contrats de pétrole brut, de mazout domestique et de gaz naturel pour atténuer le risque lié aux ventes de gaz naturel et de produits raffinés à prix fixe. Des couvertures à court terme étaient aussi en place pour l'approvisionnement relié au raffinage et pour des achats de produits. Petro-Canada a pris des engagements à terme reliés à la vente et au transport de gaz naturel dans le cours normal de ses activités. Environ 8 % de notre production estimative de gaz naturel en 2001 est vendue en vertu d'engagements à terme à prix fixe rapportant un prix net moyen à la sortie de l'usine de 2,51 $ le millier de pi^3.

Petro-Canada gère les risques d'exploitation en appliquant des processus exhaustifs d'évaluation des risques et de gestion des pertes et maintient des couvertures d'assurance appropriées. Nous souscrivons des couvertures d'assurance sur le marché mondial auprès d'assureurs jouissant d'une bonne santé financière. Les garanties maximales sont fondées sur des évaluations des risques techniques et les franchises sont établies à des niveaux qui tiennent compte de notre capacité d'assumer les risques.

RESPONSABILITÉ À TITRE DE SOCIÉTÉ

Petro-Canada considère le maintien de normes de responsabilité élevées comme une saine pratique de gestion. Une gérance responsable de l'environnement permet de réduire les coûts et appuie nos licences d'exploitation. Un milieu de travail sûr et sain accroît la productivité, et l'investissement dans les collectivités où nous exerçons nos activités favorise l'appui à ces dernières. Notre *Code des pratiques commerciales* définit les normes de comportement et d'éthique que nous préconisons dans toutes nos activités commerciales.

Environnement, santé et prévention

Les dirigeants de Petro-Canada ont la responsabilité d'élaborer des méthodes et des normes d'exploitation conformes à nos politiques établies en matière d'environnement, de santé et de prévention ainsi qu'à nos normes de Gestion globale des pertes (GGP). Notre Équipe de leadership de la haute direction examine notre performance dans le domaine de l'environnement trois fois par année. De plus, un nouveau Comité sur l'environnement, la santé et la prévention a été créé à la fin de 2000 pour assurer une supervision additionnelle dans ce domaine.

En 2000, nous avons dépensé 121 millions $ dans des programmes environnementaux, dont 78 millions $ en frais d'exploitation et 43 millions $ en dépenses en immobilisations pour l'amélioration des installations. Nous prévoyons que les coûts environnementaux resteront élevés, étant donné que nous devons nous préparer à respecter la nouvelle réglementation fédérale relative au soufre dans l'essence et des normes plus strictes de production pétrolière et gazière, et que nous devrons aborder les questions futures reliées à la reformulation des carburants.

Nos efforts visant à améliorer continuellement notre performance environnementale s'appuient sur notre programme de GGP, en vertu duquel nous menons une importante vérification interne de chacune de nos unités commerciales tous les quatre ans. En 2000, les vérifications ont porté sur la région des avant-monts de l'Alberta au sein de l'unité Mise en valeur et activités, Ouest du Canada, sur les Ventes et la Commercialisation au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, de même que sur les raffineries d'Edmonton et de Montréal. Des possibilités d'amélioration prioritaires ont été déterminées dans chacune de ces unités et on procède actuellement à la mise en œuvre de plans d'action.

Depuis 1998, nous appliquons le processus d'évaluation de la valeur sur le cycle de vie, outil créé en collaboration avec le Pembina Institute for Appropriate Development afin d'évaluer les impacts et les coûts environnementaux d'un projet donné sur l'ensemble de son cycle de vie. Ce processus nous aide à concevoir des projets plus écologiques pour l'avenir en nous permettant de déterminer des façons de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les autres émissions tout en réduisant les coûts. Terra Nova et MacKay River sont deux projets qui bénéficieront d'améliorations conceptuelles et opérationnelles déterminées grâce à ce processus.

Petro-Canada s'est engagée à réduire les émissions de GES produites par ses activités continues d'amont et d'aval, surtout en apportant des améliorations constantes sur le plan de l'efficacité énergétique. À la fin de 1999 (exercice le plus récent pour lequel des données sont disponibles), nos émissions de GES étaient inférieures d'environ 4 % à celles de 1990, en dépit d'une augmentation de 39 % de la production durant la même période. Nous avons dépassé notre objectif d'améliorer l'efficacité énergétique de 1 % par année entre 1994 et 1999. Nous avons prolongé cet engagement jusqu'en 2005, en étant conscients que les mesures additionnelles seront plus coûteuses à mettre en œuvre et les résultats, plus difficiles à atteindre.

Petro-Canada participe activement au programme Mesures volontaires et Registre (MVR) du Canada. Pour la deuxième année consécutive, nous avons obtenu la distinction de Champion niveau Or pour notre rapport d'étape de 2000 relatif au changement climatique. Nous faisons maintenant partie du nouveau programme « Champions en action », chargé d'évaluer et de mettre en œuvre des approches et des mesures volontaires améliorées visant la réduction précoce des émissions de GES.

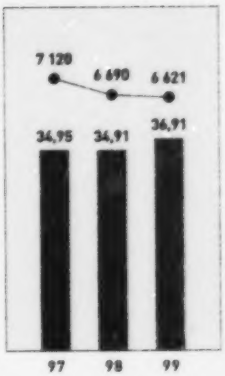
Nous réduisons aussi les émissions de benzène et d'autres composés organiques volatils produits par nos activités d'amont et d'aval. Grâce à des mesures comme l'amélioration des méthodes de détection et de réparation des fuites dans nos raffineries, nos émissions de benzène ont totalisé seulement 46,4 tonnes en 1999, en baisse de 37 % par rapport à 1998.

La réduction du brûlage à la torche du gaz naturel continue d'être une priorité environnementale. Des évaluations techniques sont prévues à un certain nombre d'installations de l'Ouest du Canada et des améliorations sont en cours à notre usine de Wilson Creek en vue de traiter du gaz acide qui était auparavant brûlé à la torche.

La sécurité et le bien-être de nos employés est un autre aspect essentiel d'une bonne performance. En 2000, la fréquence des blessures à consigner subies par les employés (par 200 000 heures-personnes) a été de 0,94, en baisse par rapport à 1,01 en 1999. Le nombre de blessures à consigner est passé de 48 en 1999 à 40 en 2000.

ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE PAR RAPPORT À LA PRODUCTION

Les investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique ont réduit les émissions totales de gaz à effet de serre.



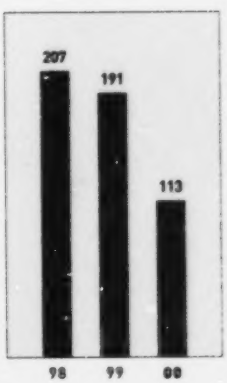
■ Production totale du Secteur d'amont et du Secteur d'aval *(en millions de mètres cubes équivalent pétrole par année)*

● Émissions de GES *(en kilotonnes par année)*

– Les données de 2000 ne sont pas encore disponibles.

DÉPASSEMENTS PAR RAPPORT AUX PERMIS D'ÉMISSIONS

Le maintien d'une fiabilité élevée des installations a permis de réduire les dépassements, lesquels sont principalement attribuables à des perturbations opérationnelles.



■ Nombre de dépassements par rapport aux permis

Investissement dans la collectivité

La réussite de Petro-Canada en tant que société du secteur de l'énergie dépend de l'appui des Canadiens. Nous sommes déterminés à mériter cet appui, non seulement en répondant de façon extraordinaire aux besoins de notre clientèle, mais également en jouant un rôle important dans la vie des Canadiens.

En tant qu'Entreprise généreuse Imagine, nous versons chaque année des dons de charité équivalant à au moins 1 % de notre bénéfice avant impôts, selon une moyenne mobile calculée sur cinq ans. En 2000, nous avons versé une contribution totale de 5,2 millions $ (1,2 % de notre bénéfice avant impôts sur cinq ans) à près de 300 organismes sans but lucratif.

Nous continuons de mettre l'accent sur le développement du talent, de l'expertise et de l'esprit d'innovation des Canadiens grâce à l'éducation. C'est ce thème que nous cherchons à faire ressortir dans nos quatre catégories de financement : l'éducation, la santé et les services communautaires, les arts et la culture, et l'environnement. Nous accordons aussi un soutien important au sport amateur par l'entremise de notre partenariat avec l'Association olympique canadienne.

Des bénévoles et des retraités de Petro-Canada contribuent à améliorer la vie des collectivités où ils habitent et travaillent. En 2000, par l'entremise de son programme *L'énergie bénévole*, Petro-Canada a accordé 373 subventions totalisant 186 500 $ à des organismes sans but lucratif partout au Canada.

Les points saillants de l'investissement dans la collectivité en 2000 comprennent ce qui suit :

- Contribution de 500 000 $ à la ligne d'information sans frais de la Société canadienne du cancer et lancement en avril de l'initiative Des Petro-Points pour le cancer. À la fin de l'exercice, les clients de Petro-Canada avaient donné 6,4 millions de Petro-Points à cette cause valable.

- Important don de 800 œuvres provenant de la collection d'art contemporain de Petro-Canada. Les œuvres à caractère culturel important ont été données à des établissements et à des musées, et un encan en ligne réservé aux employés a permis de recueillir 160 000 $ pour la création d'un fonds de bourses d'études destiné à l'Alberta College of Art & Design. Au début de 2001, un encan public a permis de recueillir 225 000 $ pour la Calgary Children's Initiative et des œuvres d'art ont aussi été données à des organismes caritatifs pour enfants dans trois autres villes où Petro-Canada est présente.

- Lancement de trois nouveaux partenariats — avec l'Association olympique canadienne, le Comité paralympique du Canada et l'Association canadienne des entraîneurs — visant à renforcer notre appui au sport amateur canadien.

World Business Council for Sustainable Development

Imagine Une entreprise généreuse

VCR-MVP Inc. Or[MC] Rapporteur Niveau Champion

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DES ÉTATS FINANCIERS

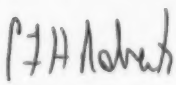
La direction est responsable de la préparation et de la présentation des états financiers consolidés de la Société. Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus et comprennent nécessairement certaines estimations faites au meilleur jugement de la direction. Les autres renseignements du Rapport annuel correspondent, le cas échéant, à ceux des états financiers.

La direction est également chargée de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne qui offre une assurance raisonnable quant à la préservation de l'actif et à la fiabilité des renseignements financiers servant à la préparation des états financiers.

Le cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. a été nommé par les actionnaires à titre de vérificateurs externes pour effectuer une vérification indépendante et exprimer son opinion sur les états financiers consolidés. Le rapport des vérificateurs fait état de l'opinion des vérificateurs externes et de l'étendue de leur vérification. La Société a également confié à Arthur Andersen s.r.l. d'autres travaux de vérification, notamment l'examen du système de contrôle interne dont le but est de vérifier l'absence de lacunes importantes.

Le Conseil d'administration doit veiller à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne. Le Conseil d'administration assume cette responsabilité avec l'aide de son Comité de vérification, des finances et de gestion des risques.

Ronald A. Brenneman
Président et chef de la direction



Ernest F.H. Roberts
Vice-président principal et chef des finances

Le 31 janvier 2001

COMITÉ DE VÉRIFICATION, DES FINANCES ET DE GESTION DES RISQUES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration veille à ce que la direction s'acquitte de ses responsabilités concernant la communication de l'information financière et le contrôle interne avec l'aide de son Comité de vérification, des finances et de gestion des risques.

Composé d'au moins trois administrateurs (cinq actuellement) qui ne sont pas des employés de la Société, le Comité passe en revue les états financiers consolidés annuels avant qu'ils soient approuvés par le Conseil d'administration. En outre, le Comité examine les renseignements financiers contenus dans les prospectus et dans les rapports exigés par les organismes de réglementation, le cas échéant, ainsi que ceux qui figurent dans les comptes rendus trimestriels.

Le Comité examine les modalités de la mission des vérificateurs externes, leur programme annuel de vérification, leur rapport et les résultats de la vérification. Le Comité recommande également au Conseil d'administration un cabinet de vérificateurs externes devant être nommé par les actionnaires.

Pour ce qui est de la mission impartie au cabinet d'experts-comptables Arthur Andersen s.r.l. à titre de vérificateurs contractuels chargés d'effectuer l'examen du système de contrôle interne, le Comité reçoit des rapports périodiques, étudie les conclusions et les recommandations importantes et approuve les conditions de l'entente et le programme annuel de l'examen.

Le Comité examine les pratiques en place relativement à la gestion des risques, aux protections d'assurance, aux propositions de financement par actions ou par emprunt et à d'autres questions qui pourraient avoir une incidence importante sur la structure financière ou organisationnelle de la Société, et fait des recommandations au Conseil à ce sujet.

Des membres de la haute direction, les vérificateurs externes et les vérificateurs contractuels assistent à toutes les réunions du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques, et tous ont la possibilité de rencontrer les membres du Comité en privé.

Claude Fontaine
Président du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques

Le 31 janvier 2001

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de Petro-Canada,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de Petro-Canada aux 31 décembre 2000 et 1999 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2000. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nous avons effectué nos vérifications conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2000 et 1999 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de trois ans terminée le 31 décembre 2000 selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.

Arthur Andersen s.r.l.
Comptables agréés
Calgary, Alberta

Le 31 janvier 2001

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	2000	1999	1998
PRODUITS			
Exploitation	9 372 $	6 095 $	4 951 $
Revenus de placement et autres produits (Note 5)	149	52	65
	9 521	6 147	5 016
CHARGES			
Achats de pétrole brut et de produits	5 537	3 436	2 413
Production, raffinage et commercialisation	1 288	1 236	1 309
Frais généraux et administratifs (Note 6)	277	221	265
Exploration	171	78	95
Amortissement et déplétion	584	550	530
Taxes autres que les impôts sur le bénéfice	54	55	63
Intérêts	144	141	122
	8 055	5 725	4 797
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS	1 466	422	219
IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE (Note 7)			
Exigibles	363	147	166
Futurs	210	42	(42)
	573	189	124
BÉNÉFICE NET	893 $	233 $	95 $
BÉNÉFICE PAR ACTION (en dollars) (Note 8)	3,28 $	0,86 $	0,35 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

(en millions de dollars canadiens)

Exercices terminés les 31 décembre	2000	1999	1998
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE, montants présentés antérieurement	288 $	147 $	139 $
Redressement pour tenir compte de l'effet cumulatif de la modification de convention comptable sur les périodes antérieures (Note 3)	(175)	—	—
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS AU DÉBUT DE L'EXERCICE, montants redressés	113	147	139
Bénéfice net	893	233	95
Dividendes sur les actions ordinaires et à droit de vote variable	(109)	(92)	(87)
BÉNÉFICES NON RÉPARTIS À LA FIN DE L'EXERCICE	897 $	288 $	147 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars canadiens)

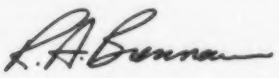
Exercices terminés les 31 décembre	2000	1999	1998
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Bénéfice net	**893 $**	233 $	95 $
Éléments sans effet sur la trésorerie (Note 9)	**806**	653	640
Charges d'exploration (Note 13)	**171**	78	95
Flux de trésorerie	**1 870**	964	830
Diminution (augmentation) du fonds de roulement lié aux activités d'exploitation et autre (Note 10)	**87**	(148)	184
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**1 957**	816	1 014
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**(1 203)**	(1 021)	(1 116)
Produit de la vente d'éléments d'actif (Note 5)	**722**	81	505
Augmentation des charges reportées et des autres éléments d'actif, montant net	**(8)**	(5)	(17)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement lié aux activités d'investissement (Note 10)	**(44)**	(13)	54
	(533)	(958)	(574)
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT ET DIVIDENDES			
Dividendes sur les actions ordinaires et à droit de vote variable	**(109)**	(92)	(87)
Achat d'actions ordinaires et à droit de vote variable (Note 17)	**(134)**	—	—
Produit de l'émission d'actions ordinaires et à droit de vote variable	**33**	6	6
Réduction de la dette à long terme	**(4)**	(3)	(390)
Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme	**—**	—	387
(Augmentation) diminution du fonds de roulement lié aux activités de financement et aux dividendes (Note 10)	**(1)**	6	—
	(215)	(83)	(84)
AUGMENTATION (DIMINUTION) DE L'ENCAISSE ET DES PLACEMENTS À COURT TERME	**1 209**	(225)	356
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME AU DÉBUT DE L'EXERCICE	**206**	431	75
ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME À LA FIN DE L'EXERCICE	**1 415 $**	206 $	431 $

BILAN CONSOLIDÉ

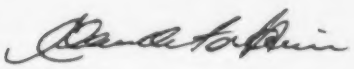
(en millions de dollars canadiens)

Aux 31 décembre	2000	1999
ACTIF		
ACTIF À COURT TERME		
Encaisse et placements à court terme (Note 11)	**1 415 $**	206 $
Débiteurs	**1 289**	941
Stocks (Note 12)	**455**	501
Charges payées d'avance	**20**	25
	3 179	1 673
IMMOBILISATIONS CORPORELLES, MONTANT NET (Note 13)	**6 660**	6 719
CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF (Note 14)	**291**	269
	10 130 $	8 661 $
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
PASSIF À COURT TERME		
Créditeurs et charges à payer	**1 561 $**	1 307 $
Impôts sur le bénéfice exigibles	**194**	72
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**454**	4
	2 209	1 383
DETTE À LONG TERME (Note 15)	**1 320**	1 707
CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF (Note 16)	**477**	355
IMPÔTS FUTURS (Notes 3 et 7)	**1 533**	1 133
ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS (Note 22)		
AVOIR DES ACTIONNAIRES (Notes 3 et 17)	**4 591**	4 083
	10 130 $	8 661 $

Approuvé au nom du Conseil d'administration



Ronald A. Brenneman
Administrateur



Claude Fontaine
Administrateur

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(montants des tableaux exprimés en millions de dollars canadiens)

Note 1 SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

(a) Principes de présentation Les états financiers consolidés comprennent les comptes de Petro-Canada et de toutes ses filiales (la « Société ») et sont conformes, à tous égards importants, aux principes comptables généralement reconnus au Canada.

La préparation des états financiers exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses qui influent sur les montants d'actif et de passif présentés et les éventualités communiquées à la date des états financiers, de même que sur les montants des produits et des charges présentés durant la période visée.

(b) Encaisse et placements à court terme L'encaisse et les placements à court terme comprennent les liquidités en banque, moins les chèques en circulation, et les dépôts ayant une échéance de moins d'un an.

(c) Stocks Les stocks sont comptabilisés au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. Le coût du pétrole brut et des produits est déterminé principalement selon la méthode du « dernier entré, premier sorti ».

(d) Placements Les placements dans les sociétés sur lesquelles la Société exerce une influence notable sont comptabilisés à la valeur de consolidation. Les autres placements à long terme sont comptabilisés à la valeur d'acquisition.

(e) Immobilisations corporelles Les investissements dans les activités d'exploration et de mise en valeur sont comptabilisés selon la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse. En vertu de cette méthode, les coûts d'acquisition des propriétés non prouvées sont capitalisés. Les coûts des puits d'exploration sont initialement capitalisés jusqu'à l'établissement de réserves prouvées. Les coûts des puits auxquels on attribue des réserves prouvées demeurent capitalisés tandis que les coûts des puits infructueux sont imputés aux résultats. Tous les autres coûts d'exploration sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés. Les coûts de mise en valeur, incluant les coûts de tous les puits, sont capitalisés.

Presque toutes les activités d'exploration et de mise en valeur de la Société sont menées conjointement avec d'autres parties. Les états financiers tiennent compte uniquement de la participation proportionnelle de la Société dans ces activités.

Les intérêts débiteurs sur les dettes attribuables à la construction de nouvelles installations importantes sont capitalisés pendant la période de construction.

(f) Amortissement et déplétion L'amortissement et la déplétion des coûts capitalisés des propriétés productrices de pétrole et de gaz sont calculés selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

L'amortissement des autres immobilisations corporelles est calculé selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif concernés, selon ce qui convient le mieux.

La valeur comptable des propriétés non prouvées est évaluée périodiquement et toute perte de valeur, le cas échéant, est imputée aux résultats.

(g) Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites Une provision pour les frais futurs estimatifs d'enlèvement et de restauration des sites qui sont probables et qui peuvent être déterminés de façon raisonnable est constituée selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement ou la méthode de l'amortissement linéaire, d'après la durée de vie estimative des éléments d'actif correspondants, selon ce qui convient le mieux. Une provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites inactifs du Secteur d'aval, déduction faite des montants recouvrables prévus, est constituée lorsque la décision visant leur déclassement est prise.

(h) Conversion des devises Les éléments d'actif et de passif monétaires sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les autres éléments d'actif, ainsi que l'amortissement et la déplétion correspondants, les autres éléments de passif, les produits et les autres charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de chacune des opérations. Les gains ou les pertes de change qui en résultent sont portés aux résultats, à l'exception des gains ou des pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de titres d'emprunt à long terme, qui sont reportés et amortis sur la durée restante de ces titres.

Les opérations à l'étranger sont intégrées aux autres activités de la Société et converties de la façon décrite ci-dessus.

(i) Opérations de couverture La Société a recours à des instruments dérivés pour réduire les risques liés aux fluctuations des devises, des taux d'intérêt et des prix des marchandises. Les gains et les pertes relatifs à ces contrats, qui constituent tous des couvertures efficaces, sont reportés et comptabilisés comme faisant partie de l'opération à laquelle ils se rattachent.

(j) Régime d'options d'achat d'actions La Société offre un régime d'options d'achat d'actions aux administrateurs, aux dirigeants et à certains employés. La contrepartie versée au moment de la levée des options d'achat d'actions est portée au crédit des actions ordinaires et à droit de vote variable et aucune charge de rémunération n'est comptabilisée au moment de l'émission des options d'achat d'actions ou des actions.

Note 2 INFORMATION SECTORIELLE

La Société exerce ses activités dans deux secteurs :

Le Secteur d'amont, comprenant les activités d'exploration, de mise en valeur, de production, de transport et de commercialisation reliées au pétrole brut, au gaz naturel, aux liquides de gaz naturel, au soufre et aux sables pétrolifères.

Le Secteur d'aval, comprenant l'achat et la vente de pétrole brut, le raffinage de pétrole brut en produits pétroliers, ainsi que la distribution et la commercialisation de ces produits et d'autres produits achetés.

	Secteur d'amont			Secteur d'aval		
	2000	1999	1998	**2000**	1999	1998
Produits						
Ventes aux clients et autres produits	**1 718 $**	1 174 $	944 $	**7 782 $**	4 975 $	4 057 $
Ventes intersectorielles	**619**	516	492	**6**	14	11
Produits sectoriels	**2 337 $**	1 690 $	1 436 $	**7 788 $**	4 989 $	4 068 $
Bénéfice						
Bénéfice (perte) avant les éléments suivants :	**1 819 $**	930 $	618 $	**644 $**	335 $	444 $
Amortissement et déplétion	**384**	399	385	**187**	158	137
Charges d'exploration	**171**	78	95	**—**	—	—
Intérêts	**—**	—	—	**—**	—	—
Charge (économie) d'impôts						
— exigibles	**236**	52	151	**231**	192	73
— futurs	**252**	152	(72)	**(46)**	(121)	65
Frais de restructuration (Note 6)	**—**	—	—	**—**	—	—
Bénéfice net (perte nette)	**776 $**	249 $	59 $	**272 $**	106 $	169 $
Dépenses en immobilisations et dépenses d'exploration						
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**927 $**	793 $	818 $	**264 $**	220 $	276 $
Charges reportées et autres éléments d'actif	**4**	(3)	15	**7**	(5)	(7)
	931 $	790 $	833 $	**271 $**	215 $	269 $
Total de l'actif	**4 959 $**	5 052 $	4 635 $	**3 609 $**	3 301 $	3 070 $
Capital utilisé	**2 920 $**	3 525 $	3 306 $	**2 165 $**	2 084 $	1 958 $

Le tableau ci-dessous présente l'information financière par secteur d'activité comme si chaque secteur était une entité commerciale distincte. Les cessions de produits entre secteurs, comptabilisées à leur valeur marchande, sont éliminées au moment de la consolidation. Les Services partagés englobent les revenus de placement, les intérêts débiteurs, ainsi que les produits et les charges d'ordre général de la Société. Les éléments d'actif des Services partagés comprennent principalement l'encaisse et les placements à court terme, ainsi que les autres éléments d'actif d'ordre général de la Société.

Services partagés			Total consolidé		
2000	1999	1998	**2000**	1999	1998
21 $	(2)$	15 $	**9 521 $**	6 147 $	5 016 $
—	—	—			
21 $	(2)$	15 $			
(32)$	(66)$	(32)$	**2 431 $**	1 199 $	1 030 $
13	1	8	**584**	558	530
—	—	—	**171**	78	95
144	141	122	**144**	141	122
(81)	(97)	(40)	**386**	147	184
9	11	(31)	**215**	42	(38)
—	—	—	**38**	—	42
(117)$	(122)$	(91)$	**893 $**	233 $	95 $
12 $	8 $	22 $	**1 203 $**	1 021 $	1 116 $
(3)	13	9	**8**	5	17
9 $	21 $	31 $	**1 211 $**	1 026 $	1 133 $
1 562 $	308 $	693 $	**10 130 $**	8 661 $	8 398 $
1 150 $	98 $	289 $	**6 235 $**	5 707 $	5 553 $

Note 3 MODIFICATION DE CONVENTIONS COMPTABLES

Avec effet le 1er janvier 2000, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives à la comptabilisation des impôts futurs et des avantages sociaux futurs. La modification de la convention comptable relative aux impôts futurs a été adoptée rétroactivement et les bénéfices non répartis au 1er janvier 2000 ont été réduits de 175 millions $, tandis que le passif lié aux impôts futurs a été augmenté d'un même montant; les montants des exercices antérieurs n'ont pas été redressés. La modification de la convention comptable relative aux avantages sociaux futurs a été adoptée prospectivement.

La modification de la convention comptable relative aux impôts futurs a eu pour effet d'accroître le bénéfice net de 2000 de 30 millions $ tandis que l'effet de la modification de la convention comptable relative aux avantages sociaux futurs a été de réduire le bénéfice net de 2000 de 3 millions $.

Note 4 TAXES ET REDEVANCES À LA COURONNE

Outre les impôts sur le bénéfice et les autres taxes compris dans l'état consolidé des résultats, les éléments suivants ont été perçus ou produits pour le compte des gouvernements et ont été payés ou sont payables par la Société :

	2000	1999	1998
Taxes provinciales de vente et sur les carburants	**1 511 $**	1 464 $	1 418 $
Taxes d'accise fédérales	**832**	839	819
Taxe sur les produits et services perçue	**894**	632	602
Redevances à la Couronne, en espèces et en nature	**425**	171	125
	3 662 $	3 106 $	2 964 $

Note 5 CESSION D'ÉLÉMENTS D'ACTIF

Les revenus de placement et autres produits comprennent des gains nets (pertes nettes) à la cession d'éléments d'actif de 73 millions $ (3 millions $ en 1999, (3) millions $ en 1998). Les gains à la cession d'éléments d'actif en 2000 comprennent des gains nets à la cession d'éléments d'actif reliés aux liquides de gaz naturel, de propriétés pétrolières et gazières secondaires et d'autres éléments d'actif. Les gains à la cession d'éléments d'actif en 1999 comprennent des gains nets à la cession de propriétés pétrolières et gazières secondaires et d'autres éléments d'actif. La perte à la cession d'éléments d'actif en 1998 comprend une perte nette à la cession prévue d'établissements de ventes au détail fermés compensée en partie par des gains à la cession de l'investissement de Petro-Canada dans le Petro-Canada Centre, de sa filiale en propriété exclusive, Propane ICG Inc., de propriétés pétrolières et gazières secondaires et d'autres éléments d'actif.

Note 6 FRAIS GÉNÉRAUX ET ADMINISTRATIFS

Les frais généraux et administratifs en 2000 comprennent une charge estimative de 66 millions $ relative à des réductions de l'effectif et à des charges connexes reliées aux locaux à bureaux. La charge estimative a réduit le bénéfice net de 2000 de 38 millions $.

Les frais généraux et administratifs en 1998 comprennent une charge estimative de 64 millions $ pour la restructuration de l'administration du Secteur d'aval de la Société. La charge estimative a réduit le bénéfice net de 1998 de 42 millions $.

Note 7 IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Le calcul des impôts sur le bénéfice, qui nécessite un redressement du bénéfice avant impôts pour tenir compte des éléments non imposables et non déductibles, se présente comme suit :

	2000	1999	1998
Bénéfice avant impôts	**1 466 $**	422 $	219 $
Ajouter (déduire) :			
Redevances et autres paiements non déductibles à des gouvernements provinciaux, montant net	**385**	170	130
Déduction relative aux ressources	**(452)**	(213)	(123)
Participation aux bénéfices de sociétés du même groupe	**(10)**	(11)	(10)
Autre	**4**	3	(13)
Amortissement et déplétion et cessions non déductibles	**—**	70	125
Bénéfice redressé avant impôts sur le bénéfice	**1 393 $**	441 $	328 $
Taux de l'impôt fédéral canadien sur les bénéfices	**38,0 %**	38,0 %	38,0 %
Impôt fédéral canadien sur les bénéfices appliqué au bénéfice redressé	**529 $**	168 $	125 $
Impôt des grandes sociétés	**15**	14	14
Impôts provinciaux et autres impôts sur le bénéfice, déduction faite de l'abattement fédéral	**62**	28	14
Crédits d'impôt et autres	**(33)**	(21)	(29)
Impôts sur le bénéfice	**573 $**	189 $	124 $
Taux d'imposition effectif appliqué au bénéfice avant impôts	**39,1 %**	44,8 %	56,6 %

Les impôts futurs comprennent les passifs (actifs) d'impôts futurs liés aux écarts temporaires des postes suivants :

	2000
Immobilisations corporelles	**1 372 $**
Bénéfice de sociétés	**514**
Stocks	**(176)**
Crédits reportés et autres éléments de passif	**(166)**
Charges reportées et autres éléments d'actif	**(16)**
Autre	**5**
	1 533 $

Les chiffres des exercices antérieurs n'ont pas été redressés au moment de l'adoption des nouvelles recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés sur la comptabilisation des impôts sur les bénéfices avec effet le 1er janvier 2000 (Note 3).

Des questions complexes touchant les impôts sur les bénéfices, qui nécessitent l'interprétation d'une réglementation en constante évolution, se posent au moment du calcul des impôts sur le bénéfice. La direction estime qu'une provision suffisante a été constituée pour tenir compte de toutes les questions courantes de cette nature.

Note 8 BÉNÉFICE PAR ACTION

Le bénéfice de base par action, compte tenu du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et à droit de vote variable en circulation en 2000 de 272,3 millions (271,5 millions en 1999; 271,2 millions en 1998) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2000, a été de 3,28 $ (0,86 $ en 1999; 0,35 $ en 1998). Le bénéfice dilué par action, calculé selon l'hypothèse que toutes les options d'achat d'actions en circulation ont été levées, a été de 3,22 $ (0,86 $ en 1999; 0,35 $ en 1998).

Note 9 ÉLÉMENTS SANS EFFET SUR LA TRÉSORERIE

	2000	1999	1998
Amortissement et déplétion	**584 $**	558 $	530 $
Impôts futurs	**210**	42	(42)
Provision pour les frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**30**	29	28
Amortissement des pertes de change non matérialisées	**24**	21	24
(Gain) perte à la vente d'éléments d'actif	**(73)**	(3)	3
Reclassement d'impôts sur le bénéfice exigibles dans le produit de la vente d'éléments d'actif (Note 5)	**11**	—	87
Autre	**20**	6	10
	806 $	653 $	640 $

Note 10 DIMINUTION (AUGMENTATION) DU FONDS DE ROULEMENT

	2000	1999	1998
Débiteurs	**(348)$**	(258)$	221 $
Impôts sur le bénéfice à recouvrer	**—**	—	68
Stocks	**46**	(46)	55
Charges payées d'avance	**5**	(10)	5
Créditeurs et charges à payer	**254**	244	(126)
Impôts sur le bénéfice exigibles	**122**	(23)	95
Tranche du passif à long terme échéant à moins d'un an et autre	**(37)**	(62)	(56)
Ventes de Propane ICG Inc.	**—**	—	(24)
	42 $	(155)$	238 $

Le fonds de roulement se compose du fonds de roulement autre que l'encaisse et les placements à court terme et la portion de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

La diminution (l'augmentation) du fonds de roulement comprend des variations reliées aux activités d'exploitation, aux activités d'investissement, aux activités de financement et aux dividendes.

Note 11 ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme de la Société sont considérés comme des quasi-espèces et ils sont comptabilisés au coût, qui correspond approximativement à la valeur marchande.

	2000	1999
Encaisse	**119 $**	316 $
Moins les chèques en circulation	**151**	116
	(32)	200
Placements à court terme	**1 447**	6
	1 415 $	206 $

Les paiements en espèces au titre des intérêts et des impôts sur le bénéfice ont été les suivants :

	2000	1999	1998
Intérêts débiteurs	**154 $**	152 $	149 $
Impôts sur le bénéfice	**186**	216	64

Note 12 STOCKS

	2000	1999
Pétrole brut, produits raffinés et marchandises	**370 $**	414 $
Matériel et fournitures	**85**	87
	455 $	501 $

Note 13 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	2000			1999				
	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Coût	Amortissement et déplétion cumulés	Montant net	Dépenses en immobilisations 2000	1999
Secteur d'amont								
Pétrole et gaz								
Ouest du Canada	**3 474 $**	**1 671 $**	**1 803 $**	3 908 $	1 898 $	2 010 $	**341 $**	248 $
Secteur extracôtier du Canada	**2 106**	**221**	**1 885**	1 691	120	1 571	**315**	311
Secteur international	**100**	**45**	**55**	384	94	290	**18**	33
Sables pétrolifères	**1 128**	**537**	**591**	1 034	514	520	**94**	107
Autre	**23**	**11**	**12**	31	18	13	**10**	10
Liquides de gaz naturel	**—**	**—**	**—**	298	201	97	**—**	6
	6 831	**2 485**	**4 346**	7 346	2 845	4 501	**778**	715
Secteur d'aval								
Raffinage	**2 851**	**1 574**	**1 277**	2 737	1 499	1 238	**119**	129
Commercialisation et autre	**1 689**	**701**	**988**	1 556	634	922	**145**	91
	4 540	**2 275**	**2 265**	4 293	2 133	2 160	**264**	220
Autres immobilisations corporelles	**419**	**370**	**49**	415	357	58	**12**	8
	11 790 $	**5 130 $**	**6 660 $**	12 054 $	5 335 $	6 719 $	**1 054 $**	943 $

Les intérêts capitalisés en 2000 se sont élevés à 12 millions $ (11 millions $ en 1999; 32 millions $ en 1998).

Les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploration imputées aux résultats sont classées comme activités d'investissement dans l'état consolidé des flux de trésorerie.

Des coûts de 912 millions $ (532 millions $ en 1999) reliés au projet Terra Nova (Note 22(a)) et à d'autres projets non productifs du secteur extracôtier du Canada ne sont pas amortis à l'heure actuelle.

La Société a conclu un contrat relativement à l'affrètement à temps et à l'exploitation d'un navire pour le transport du pétrole brut produit à Hibernia. Ce contrat d'affrètement à temps, conclu pour une durée initiale de dix ans se terminant en 2007, peut être prolongé au gré de la Société pour une période additionnelle de 15 ans, est comptabilisé comme un contrat de location-acquisition (Note 15) et représente un coût net de 82 millions $ (85 millions $ en 1999) inclus dans le secteur extracôtier du Canada.

Note 14 CHARGES REPORTÉES ET AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF

	2000	1999
Perte de change sur la dette à long terme	**130 $**	87 $
Placements	**65**	77
Capitalisation reportée des régimes de retraite	**46**	55
Frais de financement reportés	**18**	19
Autre	**32**	31
	291 $	269 $

Note 15 DETTE À LONG TERME

	Échéance	2000	1999
Débentures et effets			
Effets non garantis 8,60 % (300 millions $ US)	2001	**450 $**	433 $
Débentures non garanties 9,25 % (300 millions $ US)	2021	**450**	433
Débentures non garanties 7,875 % (275 millions $ US)	2026	**413**	397
Débentures non garanties 7,00 % (250 millions $ US)	2028	**375**	361
Contrat de location-acquisition (Note 13)[1]	2022	**86**	87
		1 774	1 711
Tranche échéant à moins d'un an		**454**	4
		1 320 $	1 707 $

1 Le taux d'intérêt implicite applicable au contrat de location-acquisition est de 11,90 %. Le remboursement total sera de 86 millions $ (58 millions $ US), y compris un montant variant entre 4 millions $ (3 millions $ US) et 7 millions (5 millions $ US) au cours de chacun des cinq prochains exercices.

Les remboursements minimaux au titre de la dette à long terme, à l'exception du contrat de location-acquisition, au cours des cinq prochains exercices ne comportent qu'un paiement de 450 millions $ (300 millions $ US) en 2001.

Les intérêts sur la dette à long terme se sont élevés à 138 millions $ en 2000 (137 millions $ en 1999; 120 millions $ en 1998).

Note 16 CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES ÉLÉMENTS DE PASSIF

	2000	1999
Frais futurs d'enlèvement et de restauration des sites	**214 $**	177 $
Avantages complémentaires de retraite	**126**	118
Passif à long terme	**137**	60
	477 $	355 $

Note 17 AVOIR DES ACTIONNAIRES

	2000	1999
Actions ordinaires et à droit de vote variable	**1 238 $**	1 223 $
Surplus d'apport	**2 456**	2 572
Bénéfices non répartis	**897**	288
	4 591 $	4 083 $

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité :

(a) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de premier rang;
(b) d'actions privilégiées pouvant être émises en série, désignées comme actions privilégiées de deuxième rang; et
(c) d'actions ordinaires et à droit de vote variable.

Le capital-actions ordinaire se compose de deux catégories de titres ordinaires : des actions ordinaires pouvant être détenues uniquement par des résidents du Canada et des actions à droit de vote variable pouvant être détenues uniquement par des non-résidents du Canada. Les actions ordinaires et à droit de vote variable ne diffèrent que sur le plan des droits de vote qui y sont rattachés. Les actions ordinaires comportent un vote par action. Les actions à droit de vote variable comportent entre un vote par action et un tiers de vote par action, selon le nombre d'actions à droit de vote variable en circulation comparativement au nombre d'actions à droit de vote en circulation. Si le nombre d'actions à droit de vote variable dépasse 25 % des actions avec droit de vote en circulation, le vote par action à droit de vote variable diminue de façon que les actions à droit de vote variable, comme catégorie, ne comportent pas de façon globale plus de 25 % des droits de vote rattachés à toutes les actions avec droit de vote faisant partie des actions en circulation.

Note 17 AVOIR DES ACTIONNAIRES (suite)

Les mouvements des actions ordinaires et à droit de vote variable ont été les suivants :

	2000			1999		
	Actions	**Montant**	**Surplus d'apport**	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au début de l'exercice	**271 773 250**	**1 223 $**	**2 572 $**	271 339 702	1 217 $	2 572 $
Actions émises contre espèces en vertu de régimes d'options d'achat d'actions et d'actionnariat des employés	**1 990 365**	**33**	**—**	433 548	6	—
Actions rachetées pour annulation	**(3 956 400)**	**(18)**	**(116)**	—	—	—
Solde à la fin de l'exercice	**269 807 215**	**1 238 $**	**2 456 $**	271 773 250	1 223 $	2 572 $

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2000, la Société a fait une offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour racheter jusqu'à concurrence de 22 millions d'actions ordinaires et à droit de vote variable en vue de leur annulation. Ce programme a débuté le 1er novembre 2000 et prendra fin le 31 octobre 2001. Au 31 décembre 2000, 3 956 400 actions avaient été rachetées pour un coût total de 134 millions $. L'excédent du prix d'achat par rapport à la valeur comptable des actions rachetées est porté en réduction du surplus d'apport.

Régime d'options d'achat d'actions

La Société dispose d'un régime d'options d'achat d'actions en vertu duquel elle peut octroyer des options aux administrateurs, aux dirigeants et à certains employés jusqu'à concurrence de 21 millions d'actions ordinaires et à droit de vote variable. Les options d'achat d'actions ont une durée maximale de dix ans, sont acquises sur des périodes d'au plus cinq ans et peuvent être levées au cours du marché des actions aux dates d'octroi des options.

Les variations du nombre d'options d'achat d'actions en circulation ont été les suivantes :

	2000		1999	
	Actions	**Prix de levée moyen pondéré (en dollars)**	Actions	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
Solde au début de l'exercice	**6 701 011**	**18 $**	5 359 451	19 $
Options octroyées	**1 984 800**	**23**	1 882 500	17
Options levées	**(1 832 160)**	**16**	(432 875)	13
Options annulées	**(88 050)**	**21**	(108 065)	19
Solde à la fin de l'exercice	**6 765 601**	**20**	6 701 011	18

Les options d'achat d'actions suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2000 :

Options en circulation				Options pouvant être levées	
Nombre	Fourchette des prix de levée (en dollars)	Durée moyenne pondérée (en années)	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)	Nombre	Prix de levée moyen pondéré (en dollars)
376 056	8 à 13 $	1,9	10 $	376 056	10 $
2 228 245	14 à 18	6,9	16	1 478 008	16
2 670 225	20 à 25	8,0	21	1 382 488	21
1 491 075	26 à 34	7,7	27	981 206	26
6 765 601	8 à 34	7,5	20	4 217 758	20

Note 18 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et aussi certains avantages comme l'assurance-maladie et l'assurance-vie à ses retraités admissibles. Le coût de ces avantages est déterminé en fonction de la valeur actuarielle de prestations constituées sur la durée estimative de la carrière active des employés. Les dispositions des régimes à prestations déterminées sont généralement fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen des dernières années de service. Certaines dispositions des régimes à prestations déterminées prévoient qu'une partie des cotisations sera assurée par les employés et l'autre partie, par des cotisations de la Société, établies suivant les conseils d'un actuaire indépendant. Les régimes à cotisations déterminées prévoient le versement d'une cotisation annuelle correspondant à 5 % des gains ouvrant droit à pension de chaque employé participant. La presque totalité de l'actif des régimes est investie dans des titres de participation, des titres à revenu fixe et d'autres titres négociables.

Charge au titre des régimes d'avantages sociaux	Régimes de retraite			Avantages complémentaires de retraite		
	2000	1999	1998	**2000**	1999	1998
(a) Régimes à prestations déterminées						
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	**20 $**	18 $	19 $	**3 $**	2 $	2 $
Intérêts débiteurs	**69**	67	72	**10**	8	8
Rendement prévu de l'actif des régimes	**(83)**	(90)	(122)	**—**	—	—
Amortissement de l'obligation (actif) transitoire	**(5)**	—	—	**1**	—	—
Amortissement des coûts (gains) au titre des services passés	**—**	4	34	**—**	(1)	(1)
Amortissement des gains actuariels nets	**—**	(1)	(1)	**—**	(1)	—
	1	(2)	2	**14**	8	9
(b) Régimes à cotisations déterminées	**6**	6	6			
Charge totale	**7 $**	4 $	8 $	**14 $**	8 $	9 $
Capitalisation des régimes d'avantages sociaux	**6 $**	6 $	6 $	**6 $**	5 $	5 $

Situation financière des régimes à prestations déterminées	Régimes de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2000	1999	**2000**	1999
Juste valeur de l'actif des régimes	**1 113 $**	1 025 $	**— $**	— $
Obligation au titre des prestations constituées	**1 047**	875	**160**	105
État de financement — surplus (déficit) des régimes	**66**	150	**(160)**	(105)
Obligation (actif) transitoire non amorti(e)	**(49)**	—	**25**	—
(Gains nets) pertes nettes actuariel(le)s non amorti(e)s	**29**	(103)	**9**	(13)
Actif (passif) au titre des prestations constituées	**46 $**	47 $	**(126)$**	(118)
Rapprochement de l'actif des régimes				
Valeur actuarielle de l'actif au début de l'exercice	**1 025 $**	966 $	**— $**	— $
Effet de la modification de convention comptable	**27**	—	**—**	—
Juste valeur de l'actif des régimes au début de l'exercice	**1 052**	966	**—**	—
Cotisations	**7**	5	**—**	—
Prestations versées	**(55)**	(53)	**—**	—
Rendement réel de l'actif des régimes	**115**	113	**—**	—
Autre	**(6)**	(6)	**—**	—
Juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice	**1 113 $**	1 025 $	**— $**	— $
Rapprochement de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice	**875 $**	842 $	**105 $**	100 $
Effet de la modification de convention comptable	**76**	—	**40**	—
Obligation au titre des prestations constituées au début de l'exercice, redressée	**951**	842	**145**	100
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**21**	19	**3**	2
Intérêts débiteurs	**69**	67	**10**	8
Prestations versées	**(55)**	(53)	**(7)**	(5)
Pertes actuarielles	**61**	—	**9**	—
Obligation au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	**1 047 $**	875 $	**160 $**	105 $

Note 18 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS (suite)

Situation de capitalisation

La situation de capitalisation inclut les montants suivants relatifs aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

	Régimes de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2000	1999	**2000**	1999
Obligation au titre des prestations constituées	**67 $**	56 $	**160 $**	105 $
Juste valeur de l'actif des régimes	**—**	—	**—**	—
Déficit des régimes	**(67)$**	(56)$	**(160)$**	(105)$

Hypothèses touchant les régimes à prestations déterminées

	2000	1999	1998
Taux d'actualisation de l'obligation à la fin de l'exercice	**6,75 %**	8,00 %	9,00 %
Taux d'actualisation de la charge de retraite	**7,25 %**	8,00 %	9,00 %
Taux de rendement à long terme de l'actif des régimes	**8,00 %**	8,00 %	9,00 %
Taux d'augmentation de la rémunération, à l'exclusion des augmentations au mérite	**2,50 %** [1]	2,00 %	3,00 %
Augmentation annuelle du coût par personne des avantages complémentaires de retraite	**6,20 %** [2]	4,80 %	5,50 %

1 3,0 % en 2001 et par la suite.
2 4,2 % en 2005 et par la suite.

Note 19 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

La Société conclut des opérations avec le gouvernement du Canada (qui détient 18 % des actions émises de la Société au 31 décembre 2000), ses organismes et d'autres apparentés, dans le cours normal de ses activités et par conséquent, aux mêmes conditions qu'avec des non-apparentés.

Note 20 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

Au 31 décembre 2000, la juste valeur et la méthode de détermination de celle-ci ainsi que la valeur comptable des instruments financiers de la Société se présentaient comme suit :

Actif ou passif à court terme

La juste valeur des instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme, en excluant la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, se rapproche de la valeur comptable de ces instruments en raison de leur courte échéance.

Dette à long terme

La juste valeur de la dette à long terme est fondée sur les cours du marché.

Instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés, qui est fondée sur les cours fournis par les courtiers en valeurs mobilières, représente une approximation des montants qui auraient été obtenus de parties ou payés à celles-ci pour régler ces instruments avant leur échéance. La Société a l'intention de garder tous les instruments dérivés non exécutés au 31 décembre 2000 jusqu'à l'échéance.

	Valeur comptable	Juste valeur
Instruments financiers inclus dans l'actif à court terme et le passif à court terme	1 143 $	1 143 $
Dette à long terme [1]	(1 774)	(1 869)
Instruments dérivés	—	8

1 Exclut la perte de change de 130 millions $ (Note 14).

Note 21 INSTRUMENTS DÉRIVÉS

La Société est exposée à des risques du marché résultant des fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des marchandises dans le cours normal de ses activités. La Société surveille activement les risques liés aux fluctuations du marché et utilise à l'occasion des instruments dérivés pour gérer ces risques d'une manière qu'elle juge appropriée. La Société a recours aux instruments dérivés uniquement aux fins de couverture.

Pétrole brut et produits

Le Secteur d'aval a recours à des contrats à terme et à des options pour réduire le risque lié aux fluctuations des marges, notamment les marges sur les ventes de produits à prix fixe et les fluctuations de prix à court terme à l'achat de pétrole brut et de produits raffinés étrangers et canadiens.

Gaz naturel

La Société a conclu des contrats à terme pour gérer le risque lié aux prix dans le cadre des ventes de gaz naturel à prix fixe.

Les contrats non exécutés de la Société faisant partie de ses instruments dérivés et les gains non matérialisés s'y rattachant se présentaient comme suit au 31 décembre 2000 :

	Quantité	Prix moyen[1]	Gains non matérialisés	Échéance
Pétrole brut et produits (en millions de barils)				
Pétrole brut — Secteur d'aval	**4,9**	**37,60 $**	**3 $**	**2001/2002/2003**
Produits — Secteur d'aval	**0,1**	**56,84**	**—**	**2001**
			3	
Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)				
Gaz naturel — acheté	**0,4**	**5,85**[2]	**5**	**2001**
			8 $	

1 En dollars canadiens par baril ou par millier de pieds cubes, selon le cas.
2 Représente la moyenne des prix à la sortie de l'usine, pondérée en fonction du volume.

Les instruments dérivés comportent un certain risque de crédit que la Société contrôle par l'adoption de politiques et de limites de crédit ainsi que par le choix de parties jouissant d'une bonne santé financière. Le risque lié au marché, qui découle des variations de la valeur ou du coût du règlement des instruments dérivés de la Société, est essentiellement contrebalancé par les gains ou les pertes sur les positions couvertes.

Note 22 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

(a) La Société est un des participants au projet de mise en valeur du champ pétrolifère extracôtier Terra Nova. Les coûts jusqu'au démarrage de la production sont évalués à 2,45 milliards $; la quote-part de la Société devrait s'élever à environ 753 millions $ (avant les crédits d'impôt à l'investissement), dont 700 millions $ avaient été engagés au 31 décembre 2000. La quote-part des coûts de mise en valeur assumée par la Société après le démarrage est évaluée à 223 millions $ et devrait être financée au moyen des flux de trésorerie provenant du projet.

(b) La Société loue des biens et du matériel en vertu de divers contrats de location-exploitation à long terme arrivant à échéance au plus tard en 2013. Les loyers annuels minimaux relatifs aux contrats de location-exploitation non résiliables sont évalués à 85 millions $ en 2001, à 70 millions $ en 2002, à 55 millions $ en 2003, à 50 millions $ in 2004, à 44 millions $ en 2005 et à 42 millions $ par année par la suite, jusqu'en 2013.

(c) La Société est partie à des litiges et à des réclamations dans le cours normal de ses activités. La direction est d'avis que tout règlement éventuel n'aurait pas d'effet important sur la situation financière de la Société.

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») AUX ÉTATS-UNIS

Les états financiers consolidés de la Société ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») au Canada, qui diffèrent à certains égards des principes applicables aux États-Unis. Les principales différences entre les principes comptables afférents aux états financiers consolidés ci-joints sont les suivantes :

(a) Avec effet le 1er janvier 2000, la Société a adopté les recommandations de l'Institut Canadien des Comptables Agréés relatives aux impôts futurs, passant ainsi de la méthode du report d'impôts fixe à la méthode du passif fiscal (Note 3). Cette dernière méthode diffère de celle qui s'appliquerait en vertu des PCGR aux États-Unis en raison de l'application de dispositions transitoires et de la comptabilisation d'une déduction fiscale et de certains crédits d'impôt canadiens.

(b) La Société reporte les gains ou les pertes de change non matérialisés résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises en vue de leur amortissement sur la durée restante de la dette. Selon les PCGR aux États-Unis, les gains ou les pertes de change résultant de la conversion de la dette à long terme payable en devises seraient crédités ou imputés aux résultats sans qu'il y ait de report.

(c) En vertu des PCGR aux États-Unis, les intérêts doivent être capitalisés au coût de certains éléments d'actif lorsque ces derniers font l'objet d'une préparation en vue de leur usage prévu. La Société capitalise les intérêts se rapportant à la construction de nouvelles installations importantes mais ne capitalise pas les intérêts se rapportant à tous les éléments d'actif pour lesquels une capitalisation des intérêts serait exigée en vertu des PCGR aux États-Unis.

(d) Au cours d'exercices précédents, la Société a viré des sommes du surplus d'apport au déficit cumulé. Ces virements n'auraient pas été effectués en vertu des PCGR aux États-Unis.

(e) Les PCGR aux États-Unis reposent sur le concept du résultat global qui comprend des éléments non inclus dans le bénéfice net. Le bénéfice net de la Société en vertu des PCGR aux États-Unis est le même que son résultat global.

Note 23 PRINCIPES COMPTABLES GÉNÉRALEMENT RECONNUS (« PCGR ») AUX ÉTATS-UNIS (suite)

L'application des PCGR aux États-Unis aurait les effets suivants sur les résultats présentés :

	2000	1999	1998
Bénéfice net présenté dans l'état consolidé des résultats	**893 $**	233 $	95 $
Redressements, déduction faite des impôts sur le bénéfice applicables			
Comptabilisation des impôts sur le bénéfice	**(35)**	3	(2)
Conversion des devises	**(34)**	85	(46)
Capitalisation des intérêts et amortissement afférent	**14**	11	21
Autre	**1**	(1)	1
Bénéfice net, redressé	**839 $**	331 $	69 $
Bénéfice de base par action, redressé	**3,08 $**	1,22 $	0,25 $
Bénéfice dilué par action, redressé	**3,06 $**	1,22 $	0,25 $

L'application des PCGR aux États-Unis aurait les effets suivants sur les bilans consolidés présentés :

	Présenté	Augmentation (diminution)	PCGR aux États-Unis
Au 31 décembre 2000			
Actif à court terme	**3 179 $**	**— $**	**3 179 $**
Immobilisations corporelles, montant net	**6 660**	**551**	**7 211**
Charges reportées et autres éléments d'actif	**291**	**(137)**	**154**
Passif à court terme	**2 209**	**—**	**2 209**
Dette à long terme	**1 320**	**—**	**1 320**
Crédits reportés et autres éléments de passif	**477**	**—**	**477**
Impôts futurs	**1 533**	**238**	**1 771**
Actions ordinaires et à droit de vote variable	**1 238**	**—**	**1 238**
Surplus d'apport	**2 456**	**1 122**	**3 578**
Bénéfices non répartis (déficit)	**897**	**(946)**	**(49)**
Au 31 décembre 1999			
Actif à court terme	1 673 $	— $	1 673 $
Immobilisations corporelles, montant net	6 719	561	7 280
Charges reportées et autres éléments d'actif	269	(95)	174
Passif à court terme	1 383	—	1 383
Dette à long terme	1 707	—	1 707
Crédits reportés et autres éléments de passif	355	—	355
Impôts futurs	1 133	411	1 544
Actions ordinaires et à droit de vote variable	1 223	—	1 223
Surplus d'apport	2 572	1 122	3 694
Bénéfices non répartis (déficit)	288	(1 067)	(779)

Réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur avant redevances[1,2]

	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)					Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international[4,5]	Côte Est[6]	Pétrole brut synthétique et bitume[7]	Total	Total
Début de l'exercice 1999	118	13	16	329	476	2 503
Révisions d'estimations antérieures	5	—	—	—	5	(16)
Vente de réserves en place	(5)	—	—	—	(5)	(47)
Achat de réserves en place	—	—	—	—	—	9
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	5	4	25	—	34	295
Production	(13)	(4)	(7)	(10)	(34)	(263)
Fin de l'exercice 1999	110	13	34	319	476	2 481
Révisions d'estimations antérieures	21	(2)	—	10	29	(40)
Vente de réserves en place	(75)	(10)	—	—	(85)	(180)
Achat de réserves en place	—	—	—	—	—	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	6	6	15	—	27	341
Production	(8)	(5)	(11)	(9)	(33)	(271)
Fin de l'exercice 2000	**54**	**2**	**38**	**320**	**414**	**2 331**

Réserves probables nettes avant redevances[1,3]

	Pétrole brut et liquides de gaz naturel des champs gazéifères (en millions de barils)					Gaz naturel (en milliards de pieds cubes)
	Ouest du Canada	Secteur international[4,5]	Côte Est[6]	Pétrole brut synthétique et bitume[7]	Total	Total
Fin de l'exercice 1999	39	37	207	133	416	1 157
Révisions d'estimations antérieures	—	(8)	—	248	240	129
Vente de réserves en place	(15)	(8)	—	—	(23)	(96)
Achat de réserves en place	—	—	19	—	19	—
Découvertes, extensions et amélioration de la récupération	(1)	2	(15)	—	(14)	(112)
Fin de l'exercice 2000	**23**	**23**	**211**	**381**	**638**	**1 078**

1 Les réserves prouvées nettes mises en valeur et non mises en valeur et les réserves probables nettes avant redevances représentent la participation directe de Petro-Canada dans les réserves avant déduction des redevances à la Couronne et des autres redevances. Ces redevances peuvent être modifiées en fonction de lois ou de règlements et peuvent également varier selon les taux de production, les prix de vente et le moment de la production initiale. Aucune quantité relative aux réserves n'a été incluse pour tenir compte des droits de redevances que Petro-Canada détient dans diverses propriétés.

2 Les réserves prouvées correspondent aux quantités estimatives de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel que l'on croit, avec un degré raisonnable de certitude, pouvoir récupérer au cours des années à venir dans les gisements connus, en fonction des données géologiques et techniques recueillies, dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. Les réserves prouvées mises en valeur sont celles que l'on estime pouvoir récupérer grâce aux installations ou aux puits actuels. Les réserves prouvées non mises en valeur sont celles qui ne peuvent être récupérées au moyen des installations ou des puits actuels, mais que l'on prévoit pouvoir récupérer au moyen de puits de développement additionnels, ou encore grâce à l'amélioration des installations actuelles ou à l'ajout de nouvelles installations.

3 Les réserves non prouvées sont fondées sur des données géologiques ou techniques similaires à celles utilisées pour les estimations des réserves prouvées; cependant, en raison d'incertitudes d'ordre technique, contractuel, économique ou réglementaire, de telles réserves ne peuvent être classées comme prouvées. Les réserves non prouvées peuvent être classées en réserves probables et en réserves possibles. Les réserves probables sont moins certaines que les réserves prouvées et on peut les estimer avec un degré de certitude suffisamment élevé pour indiquer qu'elles sont plus susceptibles d'être récupérées que le contraire.

4 Les réserves prouvées et probables du secteur international à la fin de l'exercice sont situées en Algérie.

5 Après déduction d'une redevance de 20 %, Petro-Canada reçoit du pétrole brut en contrepartie des coûts engagés au nom de Petro-Canada et de SONATRACH, la société pétrolière nationale algérienne. Petro-Canada et SONATRACH se partagent le reste de la production en fonction du niveau de celle-ci. La quote-part totale revenant à Petro-Canada ne peut dépasser 49 % des volumes de production bruts.

6 Les réserves prouvées et probables à Hibernia et à Terra Nova sont fondées sur la récupération primaire à partir des blocs faillés forés et des blocs faillés non forés situés entre les blocs faillés forés et la récupération additionnelle à partir des blocs faillés répondant à l'injection d'eau ou de gaz.

7 Les réserves prouvées et probables de pétrole brut synthétique sont fondées sur une haute certitude géologique, compte tenu de trous de forage espacés de moins de 700 mètres et de l'application de la technologie actuelle ou pilote. Pour les réserves prouvées, les approbations appropriées des copropriétaires et des organismes de réglementation ont été obtenues. Pour les réserves probables, les approbations appropriées des copropriétaires ont été obtenues et on cherche à obtenir l'approbation des organismes de réglementation.

Principaux lieux des réserves et de la production

Pétrole brut[1] Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2000 (en millions de barils)	Pourcentage des réserves prouvées totales de pétrole	Production quotidienne moyenne de 2000 avant redevances[2] (en milliers de barils)	Pourcentage de la production quotidienne totale de pétrole de 2000
Syncrude, Alberta	320,0	83,1	24,3	31,1
Hibernia, au large de Terre-Neuve	30,2	7,8	28,9	37,0
Ferrier, Alberta	14,1	3,7	3,8	4,9
Terra Nova, au large de Terre-Neuve	7,6	2,0	—	—
Willesden Green, Alberta	6,1	1,6	2,0	2,5
Tamadanet, Algérie	2,0	0,5	3,7	4,7
Brazeau, Alberta	1,8	0,5	0,7	0,9
Gilby/Wilson Creek, Alberta	1,5	0,4	0,5	0,7
Région de Ricinus/Bearberry, Alberta	0,9	0,2	0,9	1,2
Région de Hanlan, Alberta	0,5	0,1	—	—
Autre	0,6	0,1	13,4	17,0
Total	**385,3**	**100,0**	**78,2**	**100,0**

Gaz naturel[1] Champs	Réserves prouvées avant redevances au 31 décembre 2000 (en milliards de pieds cubes)	Pourcentage des réserves prouvées totales de gaz	Production quotidienne moyenne de 2000 avant redevances[2] (en millions de pieds cubes)	Pourcentage de la production quotidienne totale de gaz de 2000
Région de Wildcat Hills, Alberta	594,3	25,5	118,2	16,0
Région de Hanlan, Alberta	294,2	12,6	102,6	13,8
Jedney/Beg/Bubbles, Colombie-Britannique	224,2	9,6	41,3	5,6
Région de Ricinus/Bearberry, Alberta	190,8	8,2	97,7	13,2
Région de Laprise, Colombie-Britannique	131,9	5,7	40,3	5,4
Gilby/Wilson Creek, Alberta	106,5	4,6	37,8	5,1
Medicine Hat, Alberta	104,6	4,5	27,0	3,6
Alderson, Alberta	81,2	3,5	19,5	2,6
Brazeau, Alberta	78,1	3,4	51,8	7,0
Clarke Lake, Colombie-Britannique	72,0	3,1	32,3	4,4
Autre	453,1	19,3	172,2	23,3
Total	**2 330,9**	**100,0**	**740,7**	**100,0**

1 Ne comprend pas les liquides de gaz naturel.
2 Comprend les propriétés de l'Ouest du Canada et de la Norvège vendues au cours de 2000.

Propriétés foncières pétrolières et gazières (brutes[1]/nettes[2]) (en millions d'acres)

	Mises en valeur[3]		Non mises en valeur[4]		Total	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Canada continental[5]	2,2	1,1	3,7	2,4	5,9	3,5
Sables pétrolifères	—	—	0,8	0,3	0,8	0,3
Secteur extracôtier, côte Est[6]	0,1	—	5,4	2,2	5,5	2,2
Autres régions au Canada	—	—	7,2	6,0	7,2	6,0
Secteur international	—	—	3,3	3,3	3,3	3,3
Total	**2,3**	**1,1**	**20,4**	**14,2**	**22,7**	**15,3**

1 Comprend les participations des tiers.
2 Ne comprend pas les participations des tiers.
3 Régions dont on peut tirer une production.
4 Régions comportant des droits d'exploration.
5 Comprend le delta du Mackenzie.
6 Comprend une parcelle de 0,46 million d'acres bruts (0,23 million d'acres nets) acquise à l'occasion de la vente, en 2000, de terrains à Terre-Neuve, pour laquelle une licence a été délivrée au premier trimestre de 2001.

DONNÉES FINANCIÈRES ET INFORMATION BOURSIÈRE TRIMESTRIELLES

(non vérifiées, en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre **2000**	Premier trimestre	Deuxième trimestre	Troisième trimestre	Quatrième trimestre 1999
Produits								
Exploitation	**2 086 $**	**2 133 $**	**2 421 $**	**2 732 $**	1 086 $	1 371 $	1 673 $	1 965 $
Revenus de placement et autres produits	**(153)**	**120**	**13**	**169**	19	19	14	—
	1 933	**2 253**	**2 434**	**2 901**	1 105	1 390	1 687	1 965
Charges								
Achats de pétrole brut et de produits	**1 245**	**1 236**	**1 471**	**1 585**	520	715	967	1 234
Production, raffinage et commercialisation	**312**	**308**	**320**	**348**	295	303	303	335
Frais généraux et administratifs[1]	**111**	**57**	**47**	**62**	57	60	51	53
Exploration	**30**	**32**	**38**	**71**	22	20	12	24
Amortissement et déplétion	**161**	**133**	**127**	**163**	131	139	136	152
Taxes autres que les impôts sur le bénéfice	**15**	**15**	**13**	**11**	15	13	15	12
Intérêts	**34**	**36**	**36**	**38**	33	35	36	37
	1 908	**1 817**	**2 052**	**2 278**	1 073	1 285	1 520	1 847
Bénéfice avant impôts	**25**	**436**	**382**	**623**	32	105	167	118
Impôts sur le bénéfice	**6**	**177**	**153**	**237**	24	41	72	52
Bénéfice net	**19 $**	**259 $**	**229 $**	**386 $**	8 $	64 $	95 $	66 $
Flux de trésorerie	**308 $**	**428 $**	**450 $**	**684 $**	165 $	224 $	260 $	315 $
Bénéfice sectoriel								
Bénéfice d'exploitation								
Secteur d'amont	**126 $**	**149 $**	**185 $**	**244 $**	7 $	55 $	83 $	98 $
Secteur d'aval	**61**	**72**	**74**	**66**	31	35	40	9
Services partagés	**(39)**	**(28)**	**(27)**	**(23)**	(31)	(28)	(30)	(33)
Frais de restructuration	**(33)**	**—**	**—**	**(5)**	—	—	—	—
	115	**193**	**232**	**282**	7	62	93	74
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**(96)**	**66**	**(3)**	**104**	1	2	2	(8)
Bénéfice net	**19 $**	**259 $**	**229 $**	**386 $**	8 $	64 $	95 $	66 $
Information boursière (en dollars par action)								
Bénéfice								
— de base	**0,07**	**0,95**	**0,84**	**1,42**	0,03	0,24	0,35	0,24
— dilué	**0,07**	**0,94**	**0,82**	**1,39**	0,03	0,24	0,35	0,24
Flux de trésorerie	**1,13**	**1,57**	**1,65**	**2,52**	0,61	0,82	0,96	1,16
Dividendes par action	**0,10**	**0,10**	**0,10**	**0,10**	0,08	0,08	0,08	0,10
Cours des actions[2]								
— haut	**25,30**	**31,15**	**35,80**	**38,45**	20,15	20,95	25,10	23,80
— bas	**19,00**	**22,60**	**26,40**	**30,80**	15,35	17,00	19,75	19,75
— clôture (fin de la période)	**24,15**	**27,65**	**33,50**	**38,15**	17,65	20,10	22,25	20,45
Actions négociées (en millions)[3]	**57,0**	**57,9**	**54,9**	**55,0**	49,1	59,6	39,9	36,1

1 Les frais généraux et administratifs en 2000 comprennent une charge estimative de 66 millions $ avant impôts reliée à des frais de restructuration.

2 Les cours des actions sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

3 Total des actions négociées aux bourses de Toronto et de New York.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS FINANCIERS ET D'EXPLOITATION DES CINQ DERNIERS EXERCICES[1]

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	2000	1999	1998	1997	1996
Résultats consolidés					
Produits	**9 521 $**	6 147 $	5 016 $	6 096 $	5 607 $
Charges	**8 055**	5 725	4 797	5 460	5 111
Impôts sur le bénéfice	**573**	189	124	330	249
Bénéfice net	**893 $**	233 $	95 $	306 $	247 $
Flux de trésorerie	**1 870**	964	830	1 263	863
Total de l'actif	**10 130**	8 661	8 398	8 338	7 769
Capital utilisé moyen	**5 884**	5 630	5 536	5 406	5 019
Rendement d'exploitation du capital utilisé (en pourcentage) (en 2000 et en 1998, avant les frais de restructuration)	**16,0**	5,6	3,6	6,9	6,2
Rendement du capital utilisé (en pourcentage)	**16,6**	5,6	3,0	6,8	6,2
Rendement en flux de trésorerie du capital utilisé (en pourcentage)	**33,2**	18,6	16,3	24,5	18,5
Dette	**1 774**	1 711	1 829	1 741	1 709
Ratio de la dette à la dette plus l'avoir des actionnaires (en pourcentage)	**27,9**	29,5	31,7	30,7	31,6
Ratio de la dette aux flux de trésorerie (fois)	**0,9**	1,8	2,2	1,4	2,0
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**1 203**	1 021	1 116	1 049	959
Employés (effectif à la fin de l'exercice)[2]	**4 024**	4 417	4 620	5 749	5 679
Données relatives à l'actionnariat					
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires et à droit de vote variable en circulation (en millions)[3]	**272,3**	271,5	271,2	270,9	262,3
Actions en circulation à la fin de l'exercice (en millions)	**269,8**	271,8	271,3	271,0	270,7
Actions détenues par le public à la fin de l'exercice (en millions)	**220,4**	222,4	221,9	221,6	221,3
Cours des actions (en dollars)[4]					
— à la fin de l'exercice	**38,15**	20,45	16,25	26,00	19,35
— fourchette durant l'exercice	**19,00-38,45**	15,35-25,10	14,55-26,95	18,90-29,85	15,63-20,60
Actions négociées (en millions)[5]	**224,8**	184,7	244,7	271,1	112,7
Valeur comptable par action (en dollars)	**17,02**	15,02	14,51	14,47	13,64

1 Certaines données présentées antérieurement ont été reclassées afin de tenir compte des modifications apportées ultérieurement à la présentation de l'information.

2 Les chiffres d'avant 1998 comprennent les employés de Propane ICG Inc., filiale qui a été vendue en 1998.

3 Comprend les 49,4 millions d'actions détenues à titre de placement par le gouvernement du Canada.

4 Le cours à la fin de l'exercice et la fourchette durant l'exercice sont ceux des actions négociées à la Bourse de Toronto.

5 Nombre total d'actions négociées aux bourses de Toronto et de New York en 1999 et en 2000.

	2000	1999	1998	1997	1996
Secteur d'amont					
Bénéfice d'exploitation	**704 $**	243 $	29 $	188 $	192 $
Gain (perte) à la vente d'éléments d'actif	**72**	6	30	(2)	4
Bénéfice net	**776 $**	249 $	59 $	186 $	196 $
Flux de trésorerie	**1 538**	885	516	900	655
Dépenses en immobilisations corporelles et dépenses d'exploration	**927**	793	818	805	649
Production quotidienne (nette avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en milliers de barils)	**89,2**	95,3	101,1	95,1	97,3
Gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection, en millions de pieds cubes)	**738**	719	722	760	712
Production d'éthane et de liquides de gaz naturel des usines de récupération (en milliers de barils)[1]	**5,8**	29,7	35,2	39,6	34,9
Prix de vente moyen					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (le baril)[2]	**41,45**	24,58	17,72	25,79	25,16
Gaz naturel (le millier de pieds cubes)[2,3]	**4,75**	2,59	1,96	1,85	1,61
Réserves prouvées (nettes, avant redevances)					
Pétrole brut et liquides des champs gazéifères (en millions de barils)	**414**	476	476	432	452
Gaz naturel (en billions de pieds cubes)	**2,3**	2,5	2,5	2,5	2,6
Propriétés foncières pétrolières et gazières (brutes/nettes) (en millions d'acres)	**22,7/15,3**	22,0/14,9	19,2/13,3	17,3/12,0	16,7/11,7
Puits forés (bruts/nets)					
Pétrole	**41/21**	51/13	76/33	127/65	118/82
Gaz naturel	**234/135**	164/95	188/83	145/82	141/73
Secs	**23/6**	26/8	23/9	34/21	39/17
Total	**298/162**	241/116	287/125	306/168	298/172
Secteur d'aval					
Bénéfice d'exploitation	**273 $**	115 $	204 $	225 $	130 $
Perte à la vente d'éléments d'actif	**(1)**	(9)	(35)	(6)	(3)
Bénéfice net	**272 $**	106 $	169 $	219 $	127 $
Flux de trésorerie	**434**	163	420	415	243
Dépenses en immobilisations corporelles	**264**	220	276	215	282
Ventes de produits pétroliers (en milliers de mètres cubes par jour)	**55,4**	51,2	49,1	48,5	43,7
Établissements de ventes au détail à la fin de l'exercice	**1 618**	1 658	1 709	1 780	1 765
Capacité de traitement de brut des raffineries à la fin de l'exercice (en milliers de mètres cubes par jour)	**49,8**	49,0	49,0	45,4	45,4
Utilisation moyenne des raffineries (en pourcentage)	**101**	100	95	103	99

1 L'unité des liquides de gaz naturel a été vendue au premier trimestre de 2000.
2 Compte tenu de l'incidence des opérations de couverture.
3 Avant déduction des frais de collecte et de traitement applicables en Colombie-Britannique.

ÉQUIPE DE LEADERSHIP DE LA HAUTE DIRECTION

Ron Brenneman
Président et chef de la direction

Boris Jackman
Vice-président directeur (Secteur d'aval)

Norm McIntyre
Vice-président directeur (Secteur d'amont)

Harry Roberts
Vice-président principal et chef des finances

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Ronald A. Brenneman, résident de Calgary, a été nommé président et chef de la direction et administrateur de Petro-Canada en janvier 2000. M. Brenneman compte plus de 30 années d'expérience dans l'industrie. Il a occupé des fonctions dans les secteurs d'amont et d'aval de même qu'au sein des services généraux, et a occupé des postes de haute direction au sein d'une importante société canadienne d'envergure internationale. Il est administrateur de la Banque de Nouvelle-Écosse.

Angus A. Bruneau, résident de St. John's, est administrateur de Petro-Canada depuis 1996. M. Bruneau est président du conseil d'administration de Fortis Inc. Il est administrateur d'Inco Limitée, du groupe SNC-Lavalin Inc., de la Compagnie d'Assurance du Canada sur la Vie et de North Atlantic Pipeline Partners L.P. Il est également membre du Conseil de recherche en sciences naturelles et en génie et de la Fondation canadienne pour l'innovation, et siège au conseil d'administration de la Société canadienne pour la conservation de la nature et du Conseil pour l'unité canadienne.

Gail Cook-Bennett [1], résidente de Toronto, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. M[me] Cook-Bennett est présidente du conseil d'administration de l'Office d'investissement du régime de pensions du Canada. Elle est administratrice de Cadillac Fairview Inc., d'Enbridge Consumers Gas Company, du Groupe Transcontinental G.T.C. Ltée, de Mackenzie Financial Corporation et de la Financière Manuvie.

John F. Cordeau, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1994. M. Cordeau est associé et chef du contentieux au cabinet d'avocats Bennett Jones LLP et il est administrateur d'un certain nombre de sociétés fermées.

Purdy Crawford, résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1995. M. Crawford est président du conseil d'administration d'AT&T Canada Corp. et a été président du conseil d'administration d'Imasco Limitée. Il est administrateur de Camco Inc., de la Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada, d'Inco Limitée, des Aliments Maple Leaf Inc., de Nova Scotia Power Inc. et de Venator Group Inc. Il est aussi conseiller juridique auprès de Osler, Hoskin & Harcourt.

Claude Fontaine [1], résident de Montréal, est administrateur de Petro-Canada depuis 1987. M. Fontaine est associé principal et membre du comité exécutif d'Ogilvy Renault. Il est administrateur de Domtar Inc., d'Optimum Général Inc., du Fonds de Recherche de l'Institut de Cardiologie de Montréal et du Conseil pour l'unité canadienne.

Thomas E. Kierans, résident de Toronto, est administrateur de Petro-Canada depuis 1991 et a été président du Conseil d'administration de 1996 à janvier 2000. M. Kierans est président du conseil d'administration de l'Institut canadien des recherches avancées, de Moore Corporation Limited et du Toronto International Leadership Centre for Financial Sector Supervision. Il est aussi administrateur de la Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers, de Fishery Products International Ltd., d'IPSCO Inc., d'Inmet Mining Corp., de BCE Inc., du Groupe CGI Inc. et de Téléglobe Inc. Il est conseiller auprès de North Limited et de Corporation Lazard Canada.

Brian F. MacNeill [1], résident de Calgary et administrateur de Petro-Canada depuis 1995, a été nommé président du Conseil d'administration en mai 2000. M. MacNeill a été président et chef de la direction d'Enbridge Inc. Il est administrateur d'Enbridge Inc., de la Banque Toronto-Dominion, de Dofasco Inc., de Western Oil Sands Inc., de West Fraser Timber Co. Ltd. et de Veritas DGC Inc. Il est membre des instituts des comptables agréés de l'Alberta et de l'Ontario et du Financial Executives Institute. Il est aussi Fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés et administrateur et président du conseil d'administration de United Way of Calgary and Area.

Paul D. Melnuk [1], résident de Toronto, s'est joint au Conseil d'administration de Petro-Canada en juillet 2000. M. Melnuk est président et chef de la direction de Bracknell Corporation. Il a été président et chef de la direction de Barrick Gold Corporation et de Clark USA, Inc. Il est membre de la Young Presidents' Organization, section Upper Canada.

Guylaine Saucier [1], résidente de Montréal, est administratrice de Petro-Canada depuis 1991. M[me] Saucier est présidente du conseil d'administration du Comité mixte sur le gouvernement d'entreprise. Elle est administratrice de la Banque de Montréal, de la Corporation Nortel Networks, d'AXA Assurances Inc. et de Tembec Inc. Elle a été présidente du conseil d'administration de la Société Radio-Canada et de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

William W. Siebens, résident de Calgary, est administrateur de Petro-Canada depuis 1986. M. Siebens est président et chef de la direction de Candor Investments Ltd. et président du conseil d'administration de Freehold Royalty Trust. Il est administrateur du Fraser Institute.

1 Membre du Comité de vérification, des finances et de gestion des risques

Actions en circulation

Au 31 décembre 2000, les 220,4 millions d'actions de Petro-Canada qui étaient en circulation comprenaient 176,5 millions d'actions ordinaires détenues par des résidents du Canada et 43,9 millions d'actions à droit de vote variable détenues par des non-résidents du Canada.

Agent des transferts et agent comptable des registres

Au Canada :
Compagnie Trust CIBC Mellon

Aux États-Unis
ChaseMellon Shareholder Services, LLC

Téléphone sans frais : 1 800 387-0825
Télécopieur : (416) 643-5660 ou
(416) 643-5661
Courriel : inquiries@cibcmellon.com
Site Web : www.cibcmellon.com

Rapports envoyés en double

Il se peut que les actionnaires ayant plus d'un compte non enregistré reçoivent de la documentation en double. Pour faire arrêter les envois redondants, veuillez communiquer avec l'agent des transferts et agent comptable des registres.

Assemblée annuelle et extraordinaire

L'assemblée annuelle et extraordinaire des actionnaires aura lieu à 11 h, heure locale, le mardi 24 avril 2001 à l'endroit suivant :
The Palliser Hotel, Crystal Ballroom
133-9th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)

Cotes et symboles boursiers

Toronto : PCA
New York : PCZ

Dividendes

Le Conseil d'administration de Petro-Canada a adopté comme politique de verser un dividende trimestriel de 0,10 $ (0,40 $ par année) par action ordinaire et à droit de vote variable. Le Conseil d'administration réexamine régulièrement la politique de dividendes en fonction de la situation financière de la Société, de ses besoins de financement en vue d'assurer sa croissance, et d'autres facteurs.

Sur notre site Web...

Les documents suivants sont disponibles sur le site Web de Petro-Canada à www.petro-canada.ca :

- Supplément statistique
- Notice annuelle
- Rapports trimestriels
- Circulaire de procuration
- Code des pratiques commerciales de Petro-Canada

Communication avec les investisseurs

Téléphone : (403) 296-4040
Télécopieur : (403) 296-3061
Courriel : investor@petro-canada.ca

Demandes des médias

Communications de la Société
(403) 296-3648

Demandes du public

Petro-Canada
C.P. 2844
Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
Téléphone : (403) 296-8000
Télécopieur : (403) 296-3030
Site Web : www.petro-canada.ca

Vos commentaires

Nous aimerions recevoir vos commentaires sur notre format de rapport annuel à faibles coûts. Veuillez envoyer vos commentaires par courriel à : dcoll@petro-canada.ca

Termes

BARIL ÉQUIVALENT PÉTROLE : La production de gaz naturel (à l'exclusion des produits d'injection) est convertie selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz pour un baril de pétrole.

BÉNÉFICE D'EXPLOITATION : Bénéfice avant les gains (pertes) à la vente d'éléments d'actif.

CAPITAL UTILISÉ : Total de l'avoir des actionnaires et de la dette, moins la perte de change connexe.

DETTE : Dette à long terme, incluant la tranche échéant à moins d'un an.

FLUX DE TRÉSORERIE : Flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les variations des éléments hors caisse du fonds de roulement.

FRAIS D'EXPLOITATION : Dépenses de production, de raffinage et de commercialisation.

FRAIS INDIRECTS : Frais généraux et administratifs.

Ratios

RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ : Bénéfice net plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice net en fonction de l'actif.

RENDEMENT D'EXPLOITATION DU CAPITAL UTILISÉ : Bénéfice d'exploitation plus les intérêts débiteurs après impôts, divisé par le capital utilisé moyen. Mesure le bénéfice d'exploitation en fonction de l'actif.

RENDEMENT DES CAPITAUX PROPRES : Bénéfice net divisé par l'avoir des actionnaires moyen. Mesure le rendement obtenu par les actionnaires sur leur placement dans la Société.

RENDEMENT EN FLUX DE TRÉSORERIE DU CAPITAL UTILISÉ : Flux de trésorerie plus les intérêts débiteurs après impôts, divisés par le capital utilisé moyen. Mesure les flux de trésorerie en fonction de l'actif.

RATIO DE LIQUIDITÉ GÉNÉRALE : Actif à court terme divisé par le passif à court terme. Traduit la liquidité à court terme de la Société et sa capacité d'acquitter les dettes à court terme.

RATIO DE LA DETTE AUX FLUX DE TRÉSORERIE : Dette divisée par les flux de trésorerie. Indique la capacité de la Société d'acquitter l'encours de sa dette.

RATIO DE LA DETTE À LA DETTE PLUS L'AVOIR DES ACTIONNAIRES : Dette divisée par la dette plus l'avoir des actionnaires. Indique la valeur relative de la dette dans la structure du capital de la Société. Mesure la vigueur financière.

COUVERTURE DES INTÉRÊTS : Mesure la capacité de la Société de couvrir les intérêts débiteurs sur la dette.

En fonction du bénéfice : Bénéfice avant les intérêts débiteurs et la provision pour impôts sur le bénéfice, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction du BAIIADE : Bénéfice avant les intérêts débiteurs, les impôts sur le bénéfice, l'amortissement, la déplétion et les dépenses d'exploration, divisé par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

En fonction des flux de trésorerie : Flux de trésorerie avant les intérêts débiteurs et les impôts sur le bénéfice exigibles, divisés par les intérêts débiteurs plus les intérêts capitalisés.

Facteurs de conversion

Afin de nous conformer à l'usage, nous utilisons dans ce rapport les unités du système impérial pour décrire les activités d'exploration et de production, et les unités métriques pour décrire les activités de raffinage et de commercialisation. À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens.

1 mètre cube (liquides) = 6,29 barils
1 mètre cube (gaz naturel) = 35,49 pieds cubes
1 litre = 0,22 gallon impérial
1 hectare = 2,47 acres
1 mètre cube = 1 000 litres

CONCEPTION GRAPHIQUE : Bhandari & Prater Inc. PHOTOS DES PAGES 2 ET 3 : (à partir de la gauche) Hibernia Management and Development Company Ltd., Chris Thomas, Syncrude Canada Ltd., Albert Normandin PHOTOS DE LA HAUTE DIRECTION : Bernard Bonn
Ce rapport annuel a été imprimé sur du papier sans acide et recyclable. Les encres sont à base d'huile de lin et ne contiennent pas de métaux lourds. Aucun alcool n'entre dans le procédé d'impression. Les composés organiques volatils associés à l'impression ont été réduits de 50 % à 75 % comparativement aux niveaux qu'ils auraient atteints si l'on avait utilisé les encres et les procédés habituels.

NOUS SOMMES **FOCALISÉS** SUR QUATRE SECTEURS D'ACTIVITÉ PRINCIPAUX :

SECTEUR EXTRACOTIER DE LA CÔTE EST

PARTICIPATION CLÉ DANS LE DÉVELOPPEMENT DES GRANDS BANCS

DÉCOUVERTE ET MISE EN VALEUR RENTABLES D'UN COMBUSTIBLE EN FORTE DEMANDE

EXPLOITATION DE NOUVELLES RESSOURCES AU MOYEN D'UNE TECHNOLOGIE D'AVANT-GARDE

MAXIMISATION DE LA FORCE DE LA MARQUE « LA PETRO-STATION DES GENS D'ICI »

ALSO PUBLISHED IN ENGLISH

PETRO-CANADA